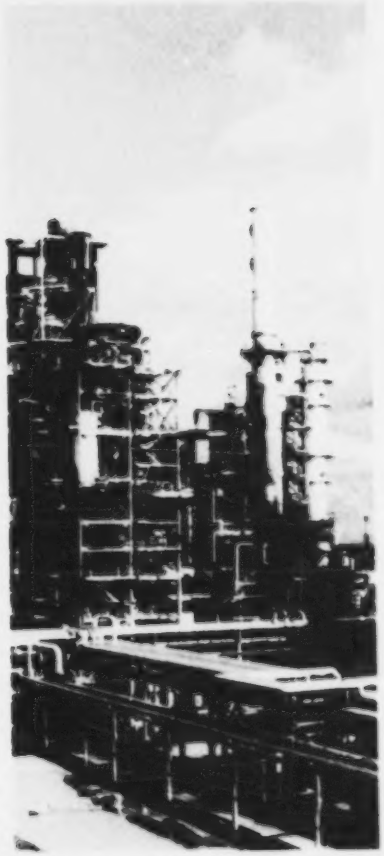
Série de la Protection de l'environnement



Rapport environnemental sur l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, 1987

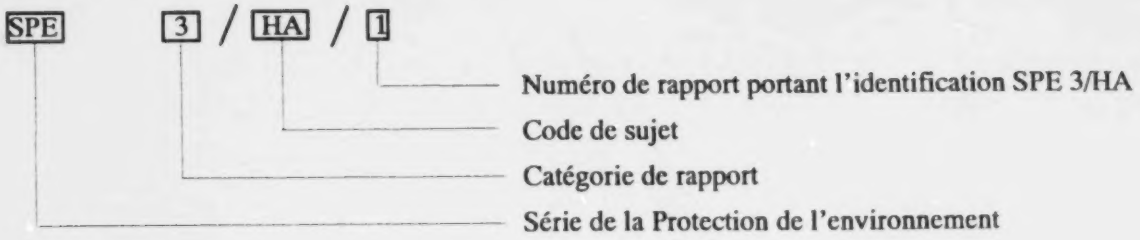
Rapport SPE 1/PN/3
Juillet 1990

Canada

Environnement Canada Environment Canada

SÉRIE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotation :



Catégories

1 Règlements/Lignes directrices/ Codes de pratiques
2 Évaluation des problèmes et options de contrôle
3 Recherche et développement technologique
4 Revues de la documentation
5 Inventaires, examens et enquêtes
6 Évaluations des impacts sociaux, économiques et environnementaux
7 Surveillance
8 Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9 Guides

Sujets

AG Agriculture
AN Technologie anaérobie
AP Polluants atmosphériques
AT Toxicité aquatique
CC Produits chimiques commerciaux
CE Consommateurs et environnement
CI Industries chimiques
FA Activités fédérales
FP Traitement des aliments
HA Déchets dangereux
IC Chimie inorganique
MA Pollution marine
MM Exploitation minière et traitement des minéraux
NR Régions du Nord et rurales
PF Papier et fibres
PG Production d'électricité
PN Pétrole et gaz naturel
RA Réfrigération et climatisation
RM Méthodes de référence
SF Traitements de surface
SP Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM Méthodes de référence normalisées
TS Systèmes de transport
TX Textiles
UP Pollution urbaine
WP Protection/préservation du bois

Des sujets et des codes additionnels sont introduits au besoin. On peut obtenir une liste des publications de la SPE en s'adressant aux Publications de la Protection de l'environnement, Conservation et Protection, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0H3.

Cette publication est imprimée sur du papier contenant des rebuts recyclés.

RAPPORT ENVIRONNEMENTAL SUR l'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE AU CANADA, 1987

par

Lisanne Losier
Direction des programmes industriels
Protection de l'environnement
Conservation et Protection
Environnement Canada

Rapport SPE 1/PN/3
Juillet 1990

91-00472/

Données de catalogage avant publication (Canada)

Losier, Lisanne, 1959-

Rapport environnemental sur l'industrie du raffinage du pétrole au Canada 1987

(Rapport ; SPE 1/PN/3)
Publ. en anglais sous le titre: Environmental status report for the Canadian petroleum refining industry 1987.
Comprend un résumé en anglais.
Comprend des références bibliogr.
ISBN 0-662-96201-9
N° de cat. MAS En49-11/1-3F

1. Pétrole -- Raffineries -- Aspect de l'environnement -- Canada. 2. Pétrole -- Raffineries -- Déchets -- Élimination -- Canada. 3. Pétrole -- Déchets -- Politique gouvernementale -- Canada. 4. Environnement -- Surveillance -- Canada. I. Canada. Environnement Canada. II. Coll.: Rapport (Canada. Environnement Canada) ; SPE 1/PN/3. III. Titre.

TD899.P4L6714 1990 665.5'389 C90-098663-8

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990
No de catalogue En 49-11/1-3F
ISBN 0-662-96201-9
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

COMMENTAIRES DES LECTEURS

Les lecteurs désirant faire part de leurs commentaires sur le contenu du présent rapport peuvent s'adresser à :

Lisanne Losier
Direction des programmes industriels
Protection de l'environnement
Conservation et Protection
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3

This publication is also available in English. For copies, please contact:

Environmental Protection Publications
Conservation and Protection
Environment Canada
Ottawa, Ontario
K1A 0H3

RÉSUMÉ

Le présent rapport donne une vue d'ensemble de l'industrie canadienne du raffinage du pétrole en ce qui a trait aux rejets de résidus liquides. On y présente les exigences fédérales et provinciales en matière d'effluents en plus d'y évaluer dans quelle mesure l'industrie s'est conformée au Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole du gouvernement fédéral, pour l'année 1987. En 1987, les raffineries canadiennes ont respecté, en moyenne, les quantités mensuelles imposées et les limites sur les rejets dans les eaux pluviales plus de 94 % du temps, ainsi que les limites quotidiennes plus de 99 % du temps.

ABSTRACT

This report provides an overview of the Canadian petroleum refining industry with respect to liquid waste releases. Federal and provincial effluent requirements are presented. An assessment of the state of compliance of the industry with the Federal Petroleum Refinery Effluent Regulations and Guidelines for the year 1987 is also provided. In 1987, Canadian refineries were, on average, in compliance with the monthly amounts and stormwater limits more than 94% of the time, and more than 99% of the time with the daily limits.

TABLE DES MATIÈRES

		Page
RÉSUMÉ		v
ABSTRACT		vi
LISTE DES FIGURES		ix
LISTE DES TABLEAUX		xiii
REMERCIEMENTS		xv
GLOSSAIRE		xvi
SOMMAIRE		xxii
1	INTRODUCTION	1
2	DESCRIPTION DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE	2
2.1	Généralités	2
2.2	Procédés de l'industrie	3
2.2.1	Séparation	3
2.2.2	Conversion	3
2.2.3	Traitement	6
2.2.4	Mélanges et additifs	7
3	REJET DES EFFLUENTS	9
3.1	Règlements	9
3.1.1	Limites fédérales	9
3.1.2	Limites provinciales	13
3.2	Production d'eaux résiduaires	17
3.3	Traitement des eaux usées	19
3.3.1	Traitement primaire	20
3.3.2	Traitement intermédiaire	22
3.3.3	Traitement secondaire	23
3.3.4	Traitement tertiaire	24
3.4	Rejet des effluents et observation du règlement et des directives fédéraux	24
3.4.1	Évaluation nationale	25
3.4.2	Évaluation de la région de l'Atlantique	39
3.4.3	Évaluation de la région du Québec	48
3.4.4	Évaluation de la région de l'Ontario	57
3.4.5	Évaluation de la région de l'Ouest et du Nord	68
3.4.6	Évaluation de la région du Pacifique et du Yukon	78
4	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	90
4.1	Conclusions	90
4.2	Recommandations	91

		Page
RÉFÉRENCES		92
BIBLIOGRAPHIE		93
ANNEXE A	COMPARAISON DES LIMITES PROVINCIALES ET FÉDÉRALES POUR LES POLLUANTS ORDINAIRES DANS LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES	95
ANNEXE B	ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ : REJETS RÉELS ET AUTORISÉS POUR 1987 À L'ÉCHELLE NATIONALE, RÉGIONALE ET POUR CHAQUE RAFFINERIE.	101

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
1	SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROCÉDÉ DE RAFFINAGE DU PÉTROLE	4
2	RÉPARTITION DE LA FRÉQUENCE DES POURCENTAGES DE REJETS DÉPASSANT LES QUANTITÉS MENSUELLES AUTORISÉES	28
3	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Échelle nationale - 1972 à 1987)	31
4	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Échelle nationale - 1972 à 1987)	31
5	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Échelle nationale - 1972 à 1987)	32
6	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Échelle nationale - 1972 à 1987)	32
7	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Échelle nationale - 1972 à 1987)	33
8	COMPARAISON DES REJETS EFFECTUÉS PAR LES RÉGIONS DANS LES CAS DES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (1987)	33
9	COMPARAISON DES REJETS DE PHÉNOLS PAR RÉGION (1987)	34
10	COMPARAISON DES REJETS DE SULFURES PAR RÉGION (1987)	34
11	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)	40
12	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)	40
13	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)	41
14	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)	41
15	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)	42
16	QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)	43
17	QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)	43

Figure		Page
18	QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)	44
19	QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)	44
20	QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)	45
21	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région du Québec - 1972 à 1987)	50
22	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région du Québec - 1972 à 1987)	50
23	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région du Québec - 1972 à 1987)	51
24	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région du Québec - 1972 à 1987)	51
25	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région du Québec - 1972 à 1987)	52
26	QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)	52
27	QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)	53
28	QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)	53
29	QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)	54
30	QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)	54
31	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)	59
32	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)	59
33	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)	60
34	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)	60

Figure		Page
35	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)	61
36	QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario -1987)	61
37	QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1987)	62
38	QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario -1987)	62
39	QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1987)	63
40	QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario -1987)	63
41	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région de l'Ouest et du Nord -1972 à 1987)	69
42	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)	70
43	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)	70
44	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)	71
45	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Ouest et du Nord -1972 à 1987)	71
46	QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)	72
47	QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)	72
48	QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord -1987)	73
49	QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord -1987)	73
50	QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord -1987)	74
51	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)	80

Figure		Page
52	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)	80
53	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région du Pacifique et du Yukon -1972 à 1987)	81
54	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région du Pacifique et du Yukon -1972 à 1987)	81
55	MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région du Pacifique et du Yukon -1972 à 1987)	82
56	QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)	83
57	QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)	83
58	QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon -1987)	84
59	QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon -1987)	84
60	QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)	85

LISTE DES TABLEAUX

Tableau		Page
1	QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS MAXIMAUX AUTORISÉS DE SUBSTANCES	10
2	QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS SUPPLÉMENTAIRES DE SUBSTANCES EN CAS D'ÉVACUATION DES EAUX PLUVIALES	12
3	OBJECTIFS DE QUALITÉ S'APPLIQUANT AUX EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Ontario)	15
4	OBJECTIFS S'APPLIQUANT AUX SUBSTANCES TOXIQUES PRÉSENTES DANS LES EFFLUENTS DES RAFFINERIES (Alberta)	15
5	OBJECTIFS EN MATIÈRE DE QUALITÉ DES EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Colombie-Britannique)	16
6	UNITÉS DE CONVERSION QUI PRODUISENT DES CONTAMINANTS DE L'EAU	19
7	POURCENTAGE DE RÉDUCTION PRÉVU POUR LES SYSTÈMES DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES	21
8	POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION QUANT AUX LIMITES MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LES DIRECTIVES (1987)	26
9	CONFORMITÉ GLOBALE DES RAFFINERIES AU RÈGLEMENT ET AUX DIRECTIVES DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL (1987)	30
10	POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION QUANT AUX LIMITES MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LE RÈGLEMENT (1987)	35
11	CHARGES NETTES DE POLLUANTS REJETÉS DANS CHAQUE COURS D'EAU RÉCEPTEUR (1987)	36
12	RÉSUMÉ DES QUANTITÉS TOTALES NETTES DE REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE - PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS	37
13	POURCENTAGE DE LA PRODUCTION ET DES REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE (1987)	38
14	POURCENTAGE DE DIMINUTION DES REJETS NETS ET DE LA PRODUCTION ENTRE 1983 ET 1987	38
15	FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Atlantique -1987)	46

Tableau		Page
16	FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région du Québec - 1987)	55
17	FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Ontario -1987)	65
18	FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)	75
19	FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région du Pacifique et du Yukon -1987)	86

REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien, les employés des sociétés ainsi que le personnel régional d'Environnement Canada pour leur coopération, les renseignements qu'ils ont fournis, la révision du rapport provisoire et leurs commentaires constructifs.

Les remerciements s'adressent également à Bernard Madé qui a révisé et commenté le rapport et qui a contribué de manière générale à sa préparation par ses conseils et son soutien; à un étudiant, Michel Goulet, pour sa contribution à la section de l'évaluation de la conformité; et à tous ceux qui ont révisé le rapport préliminaire.

Le présent rapport s'inspire d'une version antérieure écrite par Marie Louise Geadah de la Direction des programmes industriels.

GLOSSAIRE

Action photosynthétique	Processus par lequel des composés organiques (principalement les carbohydrates) sont synthétisés par des cellules végétales renfermant de la chlorophylle. La réaction se fait en présence de lumière, d'anhydride carbonique et d'eau.
Additifs anti-givre	Additif ajouté aux combustibles pour minimiser la formation de glace.
Adsorption	Attraction exercée par la surface d'un solide, sur un liquide ou un gaz, lorsqu'ils sont en contact.
Anti-oxydants	Produits chimiques ajoutés à des produits, comme l'essence et les huiles lubrifiantes, pour empêcher l'oxydation.
APCE	Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien.
APHA	American Public Health Association
API	American Petroleum Institute
Bactéries aérobies	Bactéries qui ont besoin d'oxygène libre pour métaboliser les agents nutritifs.
Bioaccumulation	Accumulation dans la chaîne alimentaire.
Biodégradation	Processus par lequel une substance est décomposée par des micro-organismes.
Boues de fond	Produit dense, généralement constitué d'huile, d'eau et d'impuretés, qui s'accumule au fond des réservoirs de stockage et des navires.
Brai résiduel	Résidu épais de couleur noire, obtenu lors de la préparation de l'asphalte.
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène.
BTX	Benzène, toluène et xylène.
Cancérigène	Agent causant le cancer.
Catalyseur	Substance qui modifie la vitesse d'une réaction chimique, sans être elle-même modifiée.
Catalyseur de zéolite	Catalyseur qui renferme l'un des divers silicates hydratés (par ex. silicates d'aluminium et de calcium (ou de sodium) hydraté) utilisé dans les unités de craquage catalytique.

Charbon activé	Charbon qui a été spécialement traité pour obtenir une très grande surface pouvant adsorber les substances indésirables.
Chaudière à CO	La chaudière de récupération des chaleurs résiduelles, au monoxyde de carbone, sert à récupérer la chaleur de combustion du monoxyde de carbone et d'autres combustibles (principalement des hydrocarbures). La charge d'alimentation est oxydée en donnant de l'anhydride carbonique et de l'eau.
Colonne de fractionnement	Contenant de raffinage cylindrique, où les charges d'alimentation liquides sont fractionnées en divers constituants ou fractions (par ex. distillation).
Composé antidétonant	Composé chimique, comme le plomb tétraéthyle et les hydrocarbures aromatiques, qui est ajouté aux essences pour moteurs et aux essences d'aviation, pour améliorer leur rendement et réduire le cognement dans les moteurs à allumage par étincelle.
Cyclone	Dispositif d'élimination des particules dans lequel les particules (de plus de 10 micromètres) sont séparées du gaz porteur par la force centrifuge.
DBO	Demande biochimique en oxygène. Quantité d'oxygène dissous nécessaire aux microorganismes aérobies pour biodégrader les matières organiques contenues dans les eaux usées. L'essai de DBO sert à mesurer la teneur en matières organiques des eaux usées et des eaux de surface.
DBO_5	Méthode d'essai servant à mesurer la DBO pour cinq jours à 20 °C.
DCO	Demande chimique en oxygène. Quantité d'oxygène cédée, par voie chimique, par un oxydant permettant l'oxydation chimique complète en milieu acide, afin d'oxyder la matière organique présente. L'essai de DCO sert à mesure la teneur organique des eaux usées et de l'eau naturelle.
DEA	Diéthanolamine
Décharge contrôlée	Endroit où les déchets solides sont enfouis dans le sol en couches intercalées de terre, pour y être éliminés.
DGC (ou FDG)	Désulfuration du gaz de carneau.
Dispersion	Dispersion de particules (liquides ou solides) sous l'effet de certaines forces, qui conduit à une distribution non uniforme.
DTO	Demande totale en oxygène. Quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder des substances organiques et, à un moindre degré, des substances minérales dans une chambre de combustion avec catalyseur au platine. L'essai de DTO constitue une autre méthode pour mesurer la teneur en matières organiques des eaux usées.

Eau acide (ou sulfurée)	Eau renfermant des impuretés, surtout de l'hydrogène sulfuré ou d'autres composés sulfurés, qui la rendent extrêmement nocive.
Eau de refroidissement non recyclée	Eau que l'on fait passer une seule fois dans des échangeurs de chaleur pour refroidir les circuits de traitement sans qu'elle entre en contact avec ces derniers.
EPA (États-Unis)	Environmental Protection Agency (États-Unis)
Épuisement	Séparation des composés les plus volatils d'un mélange. Généralement, le procédé consiste à faire passer le liquide chaud provenant d'un ballon ou d'une colonne de détente dans un récipient (épuiseur), à travers lequel circule de la vapeur ou un gaz inerte, qui entraîne les constituants les plus volatils du liquide.
Essai biologique (ou bioanalyse) statique de 24 heures	Méthode d'analyse semblable à la méthode statique de 96 heures, mais où le pourcentage de mortalité des poissons est relevé après une période de 24 heures.
Essai biologique (ou bioanalyse) statique de 96 heures	Méthode d'essai semblable à la méthode de 96 heures à remplacement continu, mais où l'effluent n'est pas renouvelé pendant la période d'essai.
Essai biologique (ou méthode de bioanalyse) de 96 heures à remplacement continu	Méthode d'essai requise par les directives fédérales pour évaluer la toxicité létale aiguë d'un effluent de raffinerie pour les poissons. La méthode consiste à exposer des poissons à un effluent renouvelé de façon continue pendant une période de 96 heures dans des conditions contrôlées. Le pourcentage de mortalité des poissons est relevé après la période de quatre jours.
Essence de polymérisation	Produit de la polymérisation d'hydrocarbures normalement gazeux, qui donne des hydrocarbures liquides à haut indice d'octane et à température d'ébullition correspondant à celle de l'essence.
Extraction liquide-liquide	Procédé dans lequel deux liquides non miscibles arrivent en contact pour permettre à la substance soluble du liquide porteur d'être extraite dans le solvant.
Gaz de carneau	Gaz résiduel à faible valeur calorifique, produit par la consommation de combustible.
GPL (ou LPG)	Gaz de pétrole liquéfié.
GVRD	Greater Vancouver Regional District.
HAP	Hydrocarbures aromatiques polynucléaires.
Indice d'octane	Nombre représentant la valeur relative des propriétés antidétonantes d'une essence. Plus l'indice d'octane est élevé, meilleures sont les propriétés antidétonantes.

LGN (ou NGL)	Liquides de gaz naturel.
Limites quotidiennes	Limites des quantités quotidiennes et maximales quotidiennes dans le règlement et les directives fédéraux.
Lixiviat	Solution résultant de la dissolution de matière soluble provenant du sol ou de déchets solides sous l'action de l'eau d'infiltration provenant des précipitations ou d'autres sources.
MEA	Mono-éthanolamine
Mercaptans	Groupe de composés organosulfurés de formule générale R-SH où "R" est un radical de type CH_3 ou C_2H_5. Les mercaptans sont présents dans le pétrole brut et ont une odeur forte et repoussante ressemblant à celle de l'ail.
Métabolite	Produit final ou intermédiaire des processus physiques et chimiques effectués par un organisme. Ces processus comprennent la dégradation de composés organiques complexes et la synthèse de substances complexes devant être utilisées par un organisme.
MTEP	Meilleure technique d'épuration praticable.
Mutagène	Agent qui provoque une modification brusque dans l'organisation génétique d'un organisme.
Nouvelle raffinerie	Raffinerie où le traitement du pétrole brut n'a commencé qu'à partir du 1er novembre 1973.
Ozonation	Méthode de traitement de l'eau utilisée pour éliminer les micropolluants (c'est-à-dire les polluants chimiques présents en petites concentrations, donc difficiles à faire disparaître), ou pour désinfecter l'eau grâce à l'emploi d'ozone en guise d'oxydant.
Polluants prioritaires	Liste de 129 polluants toxiques ayant des effets nocifs connus ou possibles sur la santé humaine ou l'environnement. L'EPA (États-Unis) a constitué cette liste et est chargée d'exercer un contrôle sur ces polluants toxiques des eaux usées déversées dans l'environnement, en vertu de la Clean Water Act.
Pouvoir calorifique	Chaleur libérée par la combustion d'une quantité unitaire de combustible.
Précipitateur électrostatique	Dispositif qui sépare les fines particules, telles que poussières, fumées et brouillard, des gaz de carneau. Les particules sont d'abord exposées à un champ électrique à haute tension, puis attirées sur des plaques fortement chargées.
Purge	Expulsion d'un liquide d'un contenant de raffinerie (de stockage ou de procédé) sous l'action de la pression.

Quantités maximales quotidiennes	Limites fixées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres. Ces limites ne doivent pas être dépassées dans les effluents de raffinerie quel que soit le jour du mois.
Quantités mensuelles	Limite fixée par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres. Cette limite représente la quantité qu'il ne faut pas dépasser, en fonction d'une moyenne quotidienne, à chaque mois dans l'effluent de la raffinerie.
Quantités quotidiennes	Limites fixées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres dans les effluents de raffineries. Chaque raffinerie n'a le droit de dépasser ces limites qu'une seule fois par mois.
Raffinerie améliorée	Statut d'une raffinerie existante qui a déclaré un taux de référence de brut révisé, qui dépasse de plus de 15 % le taux de référence de brut initial.
Raffinerie existante	Raffinerie qui a été mise en service avant le 1er novembre 1973.
Raffinerie modifiée	Statut d'une raffinerie existante dont une tour de distillation atmosphérique primaire du pétrole brut a été remplacée (après le 31 octobre 1973).
Rejets autorisés	Quantité de contaminants dont le rejet dans l'effluent d'une raffinerie est autorisé par le règlement et les directives du gouvernement fédéral.
Rejets réels	Quantité de contaminants rejetés dans l'effluent d'une raffinerie.
Réservoir à toit conique	Type de réservoir de stockage d'hydrocarbures, dont le toit est en forme de cône aplati renversé pour contenir les vapeurs lors des opérations de chargement.
Réservoir à toit flottant	Type de réservoir de stockage d'hydrocarbures possédant un toit plat qui flotte à la surface des hydrocarbures, ce qui réduit au minimum les pertes par évaporation.
Soufflage d'air	S'applique au procédé utilisé pour l'obtention d'asphalte par réaction des résidus de pétrole avec l'air, à des températures moyennement élevées.
Substance phytotoxique	Substance toxique pour les plantes.
Tamis moléculaire	Zéolite synthétique munie de pores qui peuvent séparer les molécules selon leur taille et/ou leur structure. Les tamis

moléculaires sont utilisés dans les raffineries pour éliminer les traces d'eau dans le carburant pour moteur à réaction et pour séparer certains mélanges d'hydrocarbures.

Taux de référence de brut (TRB)	Quantité de pétrole brut (en 1 000 m^3/d) déclarée par une raffinerie et qui sert à calculer les rejets autorisés. Le taux de référence du pétrole brut se fonde sur le taux réel de brut traité par une raffinerie.
Terrain d'épandage	Zone où les résidus du traitement du pétrole sont appliqués sur les couches supérieures du sol (par épandage) de telle façon que les microorganismes présents dans le sol puissent dégrader les matières organiques qui y sont contenues.
Torches	Dispositifs servant à brûler des gaz indésirables à l'extrémité d'un tuyau ou d'une cheminée.
Tour (ou colonne) de refroidissement	Grande construction (généralement en bois) dans laquelle l'air atmosphérique circule pour refroidir l'eau par évaporation.
UCCF (ou FCCU)	Unité de craquage catalytique en lit fluidisé.
Volatilisation	Passage d'une substance chimique de l'état liquide ou solide à l'état gazeux par application de chaleur et/ou de pression. Également appelée vaporisation.

ÉQUIVALENTS MÉTRIQUES

1 baril (bbl)	=	0,158 987 3 mètre cube (m^3)
1 livre (lb)	=	0,453 6 kilogramme (kg)
1 lb/1 000 bbl	=	2,853 kg/1 000 m^3

SOMMAIRE

Le présent rapport donne une vue d'ensemble de l'industrie du raffinage du pétrole au Canada en plus d'examiner à fond ses méthodes de gestion des déchets liquides et de lutte contre la pollution. On y trouvera, en outre, une évaluation du niveau de conformité de l'industrie aux Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole du gouvernement fédéral pour l'année 1987. Les exigences fédérales et provinciales en matière d'effluents y sont également exposées et étudiées.

En 1987, il y avait 29 raffineries en activité au Canada, traitant au total environ 248 000 mètres cubes de brut par jour. Ce secteur était concentré à 49 % en Ontario et au Québec. La région de l'Ouest et du Nord, qui constitue une des principales régions productrices, possédait environ 25 % de la capacité de raffinage.

Les raffineries de pétrole ont fait l'objet d'une évaluation pour leur conformité au règlement et aux directives du gouvernement fédéral sur les effluents. Des 29 raffineries en activité en 1987 ou pendant une partie de l'année, 7 étaient soumises au règlement, et les autres, aux directives. Une seule raffinerie n'a pas été évaluée, celle-ci n'ayant effectué aucun rejet pour toute l'année, tandis que deux autres (soumises au règlement) utilisaient la technique d'injection en puits profond pour tous leurs rejets et ne furent donc évaluées que pour l'élimination des eaux pluviales. Des 26 raffineries restantes, 9 respectaient toutes les limites plus de 99 % du temps, et 6 les respectaient de 95 à 99 % du temps. Parmi les 11 raffineries qui restent, 3 disposaient d'un traitement supplémentaire à l'extérieur de l'installation. En moyenne, sur le plan national, les raffineries respectaient les quantités mensuelles plus de 94 % du temps, les limites quotidiennes plus de 99 % du temps et les limites pour les eaux pluviales 92 % du temps. En général, les limites du règlement et des directives étaient dépassées lorsque les systèmes de traitement des eaux usées ne suffisaient pas à la tâche, soit à cause de conditions anormales, soit à cause de problèmes mécaniques. Une fois les problèmes identifiés, des mesures correctives ont été prises pour améliorer la qualité de l'effluent. La performance des raffineries s'est généralement améliorée en 1987 par rapport à 1983.

Des cinq raffineries soumises au règlement pour le traitement des effluents en 1987, quatre étaient en conformité 100 % du temps, tandis que l'autre l'était 70 % du temps. Cette dernière fut mise en service en juin 1987.

De 1972 à 1987, il y a eu une tendance générale à la baisse pour les rejets nets (en kilogrammes par jour) de tous les paramètres réglementés. La réduction des rejets par

rapport à 1983 a été de 44 % pour les huiles et les graisses, de 22 % pour les matières en suspension, de 21 % pour les phénols, de 67 % pour les sulfures et de 40 % pour l'azote ammoniacal. Ces réductions ne s'expliquent pas uniquement par la baisse de 3 % de la production, mais aussi par les efforts soutenus de l'industrie pour se conformer aux exigences fédérales et provinciales, et même pour les surpasser. Cela a été rendu possible grâce à l'amélioration ou au remplacement des installations existantes et à la mise en place de systèmes de traitement efficaces dans les nouvelles raffineries.

En moyenne, 38 % des rapports d'essai exigés dans le règlement et les directives n'ont pas été obtenus en 1987. Cette situation s'explique principalement par le fait que certaines raffineries ne se sont conformées qu'aux exigences provinciales et municipales en matière de surveillance et de présentation de rapports, et que celles-ci ne correspondent pas nécessairement aux critères fédéraux.

La plupart des raffineries (76 %) utilisent un système de traitement secondaire pour traiter leurs effluents ou donnent à leurs effluents un traitement primaire ou intermédiaire sur place avant de les acheminer vers des installations extérieures pour d'autres traitements. Lorsque tout fonctionne bien, les systèmes de traitement existants permettent facilement de respecter les limites imposées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral. Souvent même, on atteint des teneurs bien inférieures aux limites. Au cours des dernières années, Environnement Canada et l'APCE ont commandé des études visant à caractériser les eaux usées de raffinage et à évaluer l'efficacité des systèmes de traitement existants quant à la réduction des concentrations des contaminants à l'état de traces (10, 11, 12). La principale conclusion qui se dégage de ces études est qu'une installation de traitement des eaux usées bien exploitée, où l'on emploie "les meilleures techniques praticables" (et c'est le cas dans la plupart des raffineries), élimine efficacement les polluants organiques prioritaires des eaux usées de raffinage, alors que la plupart des métaux seront concentrés dans les boues.

1 INTRODUCTION

En novembre 1973, Environnement Canada a promulgué les Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole (1) en vertu de la Loi sur les pêcheries (2). Le règlement et les directives ne s'appliquent cependant pas aux installations reliées à la production de pétrole synthétique à partir de charbon ou de sables bitumineux. En 1975, 1977, 1980, 1983 et 1984, Environnement Canada a publié des rapports sur le niveau de conformité de l'industrie quant au règlement et aux directives. Les raffineries y sont identifiées par leur nom et leur emplacement conformément à la "politique d'accès à l'information" du Ministère qui a été annoncée en 1982 afin de satisfaire aux exigences de la Loi sur l'accès à l'information (3).

L'évaluation de la conformité se fonde sur des rapports produits par les bureaux régionaux d'Environnement Canada en collaboration avec l'industrie et les organismes environnementaux provinciaux intéressés. Environnement Canada et les organismes provinciaux vérifient périodiquement les effluents des raffineries au moyen d'enquêtes sur le terrain. Le présent rapport présente également une étude des exigences réglementaires fédérales et provinciales ainsi que les techniques actuelles en matière de réduction de la pollution.

Pour les besoins de la présente étude, le Canada a été divisé en cinq régions : la région de l'Atlantique (comprenant Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard); la région de l'Ontario (seulement la province de l'Ontario); la région du Québec (seulement la province de Québec); la région de l'Ouest et du Nord (comprenant le Manitoba, la Saskatchewan, l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest); la région du Pacifique et du Yukon (comprenant la Colombie-Britannique et le Territoire du Yukon). À noter que l'évaluation de la conformité de l'industrie au règlement et aux directives a été effectuée à l'échelle nationale, régionale, et individuellement pour chaque raffinerie.

2 DESCRIPTION DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE

En 1987, il y avait 29 raffineries de pétrole en service au Canada, ce qui représente une capacité totale de traitement d'environ 248 000 m^3 de brut par jour. Les raffineries de l'Ontario et du Québec transformaient 49 % du total de pétrole brut, alors que la grande région productrice de l'Ouest et du Nord (principalement l'Alberta) en raffinait 25 %. Une nouvelle raffinerie est entrée en service en juin 1987.

La fonction première d'une raffinerie consiste à fractionner le pétrole brut et à le convertir en divers produits tels que l'essence, le carburant diesel, les mazouts lourds et légers, les charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, les carburants aviation, les asphaltes, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les lubrifiants, le kérosène, le mazout domestique et d'autres produits. D'après les chiffres de 1987, l'essence représentait 38 % (en volume) de la production totale, suivie du carburant diesel avec 18 % et des mazouts légers et lourds avec respectivement 9 % et 8 %.

Le pétrole brut est la principale matière première du raffinage du pétrole. Il peut être d'origine naturelle (tiré des formations géologiques souterraines) ou synthétique (récupéré à partir de sables bitumineux). Le pétrole brut est un mélange de nombreux hydrocarbures et sa composition et ses propriétés physiques varient considérablement, selon son origine. Sa composition élémentaire se situe généralement dans les plages suivantes : 84 à 87 % de carbone (en poids), 11 à 14 % d'hydrogène, 0 à 3 % de soufre, 0 à 1 % d'azote, 0 à 2 % d'oxygène, 0 à 1 % d'eau et 0 à 0,1 % de sels minéraux. De plus, le brut peut renfermer des traces de métaux lourds tels que le fer, l'arsenic, le chrome et le vanadium. Les pétroles bruts, selon leur composition en hydrocarbures, sont classés grossièrement dans les catégories suivantes : paraffiniques (peu abondants au Canada), naphténiques, asphaltiques, mixtes (renfermant des paraffines et des substances asphaltiques) et à base aromatique (abondants au Moyen-Orient).

2.1 Généralités

Il y a quatre grandes étapes pour convertir le pétrole brut en divers produits : **la séparation, la conversion, le traitement** et **le mélange.** Le pétrole brut est d'abord fractionné de façon sélective, principalement par distillation et, à un moindre degré, par extraction par solvant et par cristallisation. Les procédés de conversion servent à changer la taille et la forme des molécules d'hydrocarbures pour leur donner une plus grande valeur monétaire. Parmi ces procédés on peut citer : le craquage catalytique (pour scinder les grandes molécules en molécules plus petites); le reformage catalytique et

l'isomérisation (réarrangement moléculaire); et l'alkylation/polymérisation (pour lier les molécules entre elles). Les impuretés, telles que les composés sulfurés, azotés ou oxygénés qui se retrouvent dans les produits intermédiaires, sont éliminées ou modifiées à l'aide de méthodes de traitement telles que la désulfuration, la dénitrification ou des traitements avec des produits chimiques (des caustiques ou des acides). Lors de l'étape finale, les produits raffinés sont généralement mélangés entre eux, avec adjonction de certains additifs pour améliorer la qualité et rendre le produit fini conforme aux spécifications. La figure 1 présente un schéma simplifié des divers procédés et produits de raffinage du pétrole.

2.2 Procédés de l'industrie

2.2.1 Séparation

Distillation atmosphérique. La première étape de la distillation atmosphérique consiste à préchauffer le pétrole brut et à le mélanger à l'eau dans une unité de dessalage. L'eau est ensuite séparée du pétrole brut, emportant avec elle les sels entraînés dans le pétrole depuis la formation géologique. Ce pétrole brut dessalé est ensuite à nouveau chauffé et introduit dans une colonne de distillation à une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique. Le pétrole brut est ensuite séparé, par distillation et extraction à la vapeur, en fractions de plages de températures d'ébullition déterminées. Les diverses fractions sont continuellement extraites et détournées vers d'autres traitements ou utilisées comme produits finis. Les produits les plus légers sont retirés au sommet de la colonne, tandis que dans les niveaux inférieurs de la tour s'évacuent les fractions de plus en plus lourdes. Les résidus de distillation, qui renferment les fractions pétrolières les plus lourdes, sont transférés dans une colonne de distillation sous vide pour un fractionnement supplémentaire.

Distillation sous vide. Le résidu provenant de la colonne de distillation atmosphérique est fractionné sous vide en un brai résiduel lourd, en un ou plusieurs gazoles lourds et en résidus.

2.2.2 Conversicn

Procédés de craquage. Parmi les procédés de craquage types, on peut citer le craquage catalytique, l'hydrocraquage, ainsi que la viscoréduction ou la cokéfaction (tous deux des procédés de craquage thermique).

a) Le craquage catalytique constitue un procédé clef pour augmenter la qualité et la quantité des fractions d'essence. Le plus courant est celui qui s'effectue sur lit

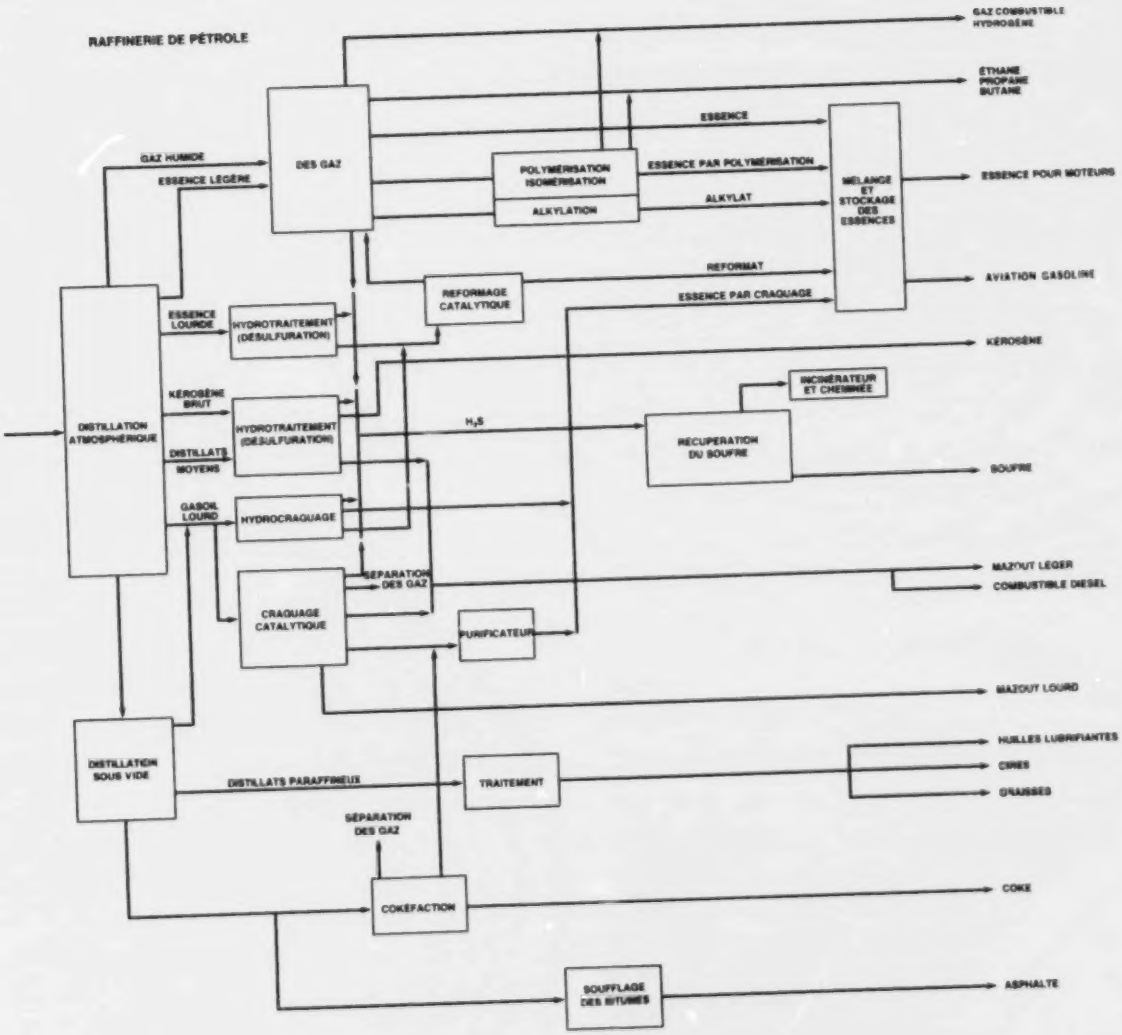


FIGURE 1 SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROCÉDÉ DE RAFFINAGE DU PÉTROLE

fluidisé. Ce procédé utilise un catalyseur de zéolite en fine poudre maintenu en suspension dans le réacteur par le flux d'alimentation en hydrocarbures provenant du bas du réacteur. Le pétrole se vaporise au contact du catalyseur chaud et ses molécules sont fractionnées en molécules plus petites. Les vapeurs provenant du réacteur sont séparées du catalyseur entraîné et passent dans la colonne de fractionnement où les produits voulus sont séparés, les fractions plus lourdes étant retournées au réacteur. Le catalyseur se désactive par dégradation thermique et par contact avec les métaux lourds dans la charge d'alimentation, ce qui nécessite sa régénération ou son remplacement.

b) L'hydrocraquage est fondamentalement un procédé de craquage catalytique et d'hydrogénation. Dans ce procédé, les composés polycycliques sont fractionnés pour donner des hydrocarbures monocycliques et de type paraffinique. De plus, le soufre et l'azote sont éliminés par transformation en hydrogène sulfuré et en ammoniac. Ces réactions se font à température et à pression élevées en présence d'hydrogène et d'un catalyseur.

c) La viscoréduction est un ancien procédé qui a été remplacé par le craquage catalytique et l'hydrocraquage. Il s'agit d'un craquage thermique doux, conçu pour réduire la viscosité de la charge d'alimentation. Cette dernière est soumise à un chauffage et à un craquage thermique dans le four. Après craquage, les produits passent dans une colonne de fractionnement où les produits à point d'ébullition peu élevé sont séparés en fractions de distillat léger, alors que le liquide est traité dans une autre colonne de fractionnement (parfois sous vide) pour la récupération du distillat lourd, et que le résidu ou goudron peut servir de charge d'alimentation aux unités de cokéfaction ou de combustible pour la raffinerie.

d) La cokéfaction. Les deux types de cokéfaction (sur lit fluidisé ou retardée) ne sont utilisés que par quelques raffineries au Canada. La cokéfaction est un procédé de craquage thermique poussé, dans lequel la charge d'alimentation est maintenue à haute température et à faible pression pour permettre la formation et la séparation du coke. Après craquage, les produits sont retournés dans une colonne de fractionnement où il y a séparation et prélèvement de gaz, d'essence et de gazole, les produits plus lourds retournant à l'unité de cokéfaction.

Procédés de réarrangement. Le procédé de réarrangement le plus largement utilisé est le reformage catalytique qui améliore l'indice d'octane de l'essence tirée du pétrole brut. On y arrive grâce au réarrangement moléculaire des naphtènes par déshydrogénation, et à celui des paraffines par isomérisation et déshydrocyclisation. Le catalyseur du reformeur est habituellement du chlorure de platine à base d'alumine et il peut également renfermer un métal noble tel que le rhénium qui en augmente l'activité. Dans bon nombre d'installations, le catalyseur est régénéré ou remplacé à tous les 6 à 12 mois. Dans d'autres installations, le catalyseur est retiré continuellement et régénéré sur place pour usage ultérieur. Les raffineries choisissent de plus en plus cette dernière méthode qui ne requiert aucun arrêt périodique des opérations pour la régénération du catalyseur comme dans le cas des unités traditionnelles de reformage. Les réactions de déshydrogénation et de déshydrocyclisation produisent de grandes quantités d'hydrogène

comme produit secondaire, lequel peut servir à divers procédés de traitement à l'hydrogène.

Procédés de combinaison. Deux procédés, l'alkylation et la polymérisation, servent à obtenir des mélanges à essence à partir des hydrocarbures gazeux formés durant les opérations de craquage.

a) L'alkylation est la réaction d'une oléfine avec une isoparaffine (habituellement de l'isobutane) en présence d'un catalyseur (acide sulfurique à 98 % ou acide fluorhydrique de 75 % à 90 %) pour l'obtention de composés à indice d'octane élevé appelés alkylats. La réaction se fait à température et à pression contrôlées. Les produits du réacteur sont séparés dans un décanteur d'où l'acide est retourné au réacteur, l'alkylat faisant l'objet d'un traitement supplémentaire. Cet hydrocarbure est épuré à l'aide d'un caustique pour éliminer l'acide et les composés sulfurés organiques, avant de passer dans la section de fractionnement. L'isobutane est retourné dans l'alimentation du réacteur, l'alkylat est retiré du bas du débutaniseur, tandis que le butane et le propane normaux sont extraits du procédé et utilisés sous forme de GPL. L'alkylat, le butane et le propane normaux sont également épurés avec de la soude caustique.

b) La polymérisation est une réaction où deux molécules oléfiniques ou plus se combinent. Ce procédé est en déclin étant donné que la qualité et la quantité des essences produites sont inférieures à celles des produits obtenus par alkylation. La charge d'alimentation doit d'abord être traitée à la soude caustique pour éliminer les composés sulfurés, puis avec de l'eau pour supprimer les composés azotés et l'excès de soude caustique. Ces traitements sont nécessaires pour protéger le catalyseur dans le réacteur. Après le traitement, la charge d'hydrocarbures est mise en contact avec un catalyseur acide dans le réacteur, à température et à pression élevées. Le catalyseur est généralement de l'acide phosphorique ou, dans certaines unités plus anciennes, de l'acide sulfurique. Le produit polymérisé provenant du réacteur est ensuite traité pour éliminer toute trace d'acide.

2.2.3 Traitement

Hydrotraitement. L'hydrotraitement est un procédé d'hydrogénation relativement doux qui permet de saturer les oléfines et/ou de réduire la quantité de composés sulfurés, azotés et oxygénés, ainsi que la quantité d'halogénures et de métaux à l'état de traces présents dans la charge d'alimentation, sans modifier le point d'ébullition de cette dernière. Ce procédé permet de stabiliser le produit en convertissant en paraffines les oléfines et les dioléfines instables responsables de la formation de gomme, tout en améliorant l'odeur et la couleur des produits. Bien qu'il y ait différents types d'unités d'hydrotraitement, leur schéma de fonctionnement est pratiquement le même. La charge d'alimentation est combinée à l'hydrogène recyclé, chauffée à la température de la réaction, puis chargée dans le réacteur. En présence d'un catalyseur (sulfure métallique), l'hydrogène réagit avec l'huile pour donner de l'hydrogène sulfuré, de l'ammoniac, des hydrocarbures saturés et des métaux libres. Ces derniers demeurent sur le catalyseur et

d'autres produits quittent le réacteur avec l'huile et l'hydrogène. Les produits du réacteur sont refroidis puis envoyés dans un séparateur d'hydrogène, d'où l'hydrogène est retourné dans le système. Les huiles passent dans une colonne de fractionnement pour séparer les naphtes légers et l'hydrogène sulfuré des matières premières recherchées.

Traitement chimique. Toute raffinerie utilise un certain nombre de méthodes chimiques pour traiter les divers hydrocarbures. Celles-ci peuvent se classer en trois groupes : traitement acide, procédés d'adoucissement et extraction par solvant.

a) Le traitement acide consiste à mettre en contact les hydrocarbures avec de l'acide sulfurique concentré pour éliminer les composés sulfurés et azotés, précipiter les matières asphaltiques ou de type gommes, et améliorer la couleur et l'odeur des produits.

b) Les procédés d'adoucissement permettent d'oxyder les mercaptans en disulfures moins odorants, sans réellement éliminer le soufre. Les procédés Merox sont les procédés d'adoucissement les plus connus; les autres sont les procédés au sulfure de plomb, à l'hypochlorure et au chlorure de cuivre. Dans les procédés Merox, un catalyseur constitué de chélates de métaux du groupe du fer est utilisé en milieu alcalin pour activer l'oxydation des mercaptans en disulfures, avec l'air comme source d'oxygène.

c) L'extraction par solvant fait appel à l'utilisation d'un solvant qui a une certaine affinité pour les composés indésirables et qui peut être facilement séparé du produit. Les mercaptans sont extraits à l'aide d'une solution caustique forte. Le solvant est généralement régénéré par traitement thermique, épuisement ou soufflage d'air.

Traitement des gaz. Ces procédés servent à éliminer les composés sulfurés dans les divers courants gazeux. L'hydrogène sulfuré (H_2S) peut être extrait par une solution d'amine, avec formation d'un courant gazeux concentré de H_2S, qui peut être envoyé à une unité de récupération du soufre.

Traitement par des moyens physiques. Les méthodes physiques sont des étapes intermédiaires dans le traitement du pétrole brut et sont souvent employées pour traiter les divers hydrocarbures ou éliminer les constituants indésirables. Parmi ces méthodes, on peut citer les suivantes : coalescence électrique, filtration, adsorption et soufflage d'air. Les méthodes physiques servent à dessaler le pétrole brut, éliminer la cire, décolorer les huiles lubrifiantes, éclaircir le combustible diesel (pour enlever la turbidité causée par l'humidité), etc.

2.2.4 Mélanges et additifs. Un certain nombre de produits intermédiaires, appelés "huiles de base", sont mélangés pour obtenir un produit qui soit conforme aux diverses spécifications du produit fini. Parmi les exigences types, on peut citer la volatilité, la

viscosité, l'indice d'octane et d'autres paramètres. L'opération de mélange consiste à réunir les proportions exactes d'huiles de base par un mélange approprié, pour obtenir un produit homogène.

Pour améliorer les propriétés des produits, on utilise certains additifs. Par exemple, on ajoute du plomb tétraéthyle à l'essence pour en augmenter l'indice d'octane; toutefois, avec la nouvelle réglementation qui limite la quantité de plomb dans l'essence, on se sert d'autres additifs. On emploie également d'autres additifs, notamment des anti-oxydants, des produits anti-givre et des désactivateurs de métaux destinés à empêcher la formation de gomme.

3 REJET DES EFFLUENTS

3.1 Règlements

Dans le but de protéger les poissons et les organismes marins, la Loi sur les pêches du gouvernement fédéral interdit le rejet de substances nocives dans les eaux fréquentées par les poissons. À cette fin, les Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole ont été promulgués le 1er novembre 1973.

Les provinces de Québec, de l'Ontario, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont des objectifs, des directives ou des règlements qui complètent la législation fédérale. Dans d'autres provinces, la surveillance de l'effluent est fondée sur le règlement et les directives du gouvernement fédéral.

3.1.1 Limites fédérales. Le Règlement sur les effluents des raffineries de pétrole canadiennes s'applique aux "nouvelles" raffineries (c.-à-d. celles dont les activités ont débuté le ou après le 1er novembre 1973). Les directives s'appliquent en général aux raffineries "existantes" (c.-à-d. celles qui étaient en exploitation avant cette date). Le règlement a force de loi, tandis que les directives sont des déclarations de pratiques considérées comme conformes à "l'esprit de la loi". Par conséquent, le fait de ne pas respecter les directives ne constitue pas une infraction en soi, mais cela peut indiquer une possibilité de transgression de la Loi sur les pêches.

Le règlement et les directives limitent le rejet des huiles et des graisses, des phénols, des sulfures, de l'azote ammoniacal, des matières en suspension, de même que le niveau du pH. De plus, le règlement et les directives définissent les méthodes d'analyse à utiliser et la fréquence des rapports à produire. Les limites fixées dans le règlement sont habituellement plus strictes que celles qui figurent dans les directives, sauf en ce qui a trait aux valeurs du pH qui sont les mêmes dans les deux cas. En outre, les directives fixent une limite de toxicité aiguë pour le poisson, limite qui s'applique à toutes les raffineries, "existantes" ou "nouvelles". Le règlement et les directives ont comme objectif de fixer une norme de base, uniforme partout au Canada; toutefois, des normes plus strictes peuvent être imposées par les gouvernements provinciaux ou municipaux selon les circonstances. L'objectif du règlement et des directives fédéraux est de faire en sorte que toutes les raffineries au Canada traitent leurs effluents au moyen des meilleures techniques praticables (MTP).

Teneurs limites prescrites pour les effluents. Les limites figurant au tableau 1 représentent les rejets maximaux permis pour chaque paramètre. Les limites dans les cas

TABLEAU 1 QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS MAXIMAUX AUTORISÉS DE SUBSTANCES (1)

Substance	Quantité mensuelle, lb/1 000 bbl·d^{-1} (kg/1 000 m^3·d^{-1}) de pétrole brut		Quantité quotidienne, lb/1 000 bbl·d^{-1} (kg/1 000 m^3·d^{-1}) de pétrole brut		Quantité maximale quotidienne lb/1 000 bbl·d^{-1} (kg/1 000 m^3·d^{-1}) de pétrole brut	
	Directives	Règlement	Directives	Règlement	Directives	Règlement
Huiles et graisses	6,0 (17,1)	3,0 (8,6)	11,0 (31,4)	5,5 (15,7)	15,0 (42,8)	7,5 (21,4)
Matières en suspension	14,4 (41,1)	7,2 (20,5)	24,0 (68,5)	12,0 (34,2)	30,0 (85,6)	15,0 (42,8)
Phénols	0,6 (1,7)	0,3 (0,9)	1,1 (3,1)	0,55 (1,6)	1,5 (4,3)	0,75 (2,1)
Sulfures	0,2 (0,6)	0,1 (0,3)	0,6 (1,7)	0,3 (0,9)	1,0 (2,9)	0,5 (1,4)
Azote ammoniacal	5,0 (14,3)	3,6 (10,3)	8,0 (22,8)	5,7 (16,3)	10,0 (28,5)	7,2 (20,5)
pH					6,0 à 9,5	
Toxicité					Mortalité du poisson inférieure à 50 %	

Remarque : Les limites dans le règlement et les directives sont exprimées uniquement en unités impériales; les unités métriques entre parenthèses ont été arrondies (1, Annexe 1).

des huiles et des graisses, des phénols, des sulfures, de l'azote ammoniacal et des matières en suspension représentent les valeurs nettes maximales (c.-à-d. la quantité rejetée par la raffinerie), ce qui exclut par conséquent la quantité présente dans l'eau d'approvisionnement de la raffinerie. Les rejets autorisés, exprimés en livres par 1 000 barils par jour (kg/10^3 m^3·d^{-1}), sont calculés d'après le taux maximal de brut d'une raffinerie par jour d'exploitation, qu'on appelle "taux de référence de brut" (TRB). Pour déterminer s'il y a conformité, on compare la quantité combinée mesurée de contaminants réellement rejetés dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée aux quantités permises indiquées dans le tableau 1.

Il existe trois niveaux de quantités permises pour chaque substance rejetée par jour (kg/d). La première limite, la plus faible, est la quantité mensuelle qui représente la quantité qu'il ne faut pas dépasser à chaque mois en fonction d'une moyenne quotidienne. La limite suivante, plus élevée, est la limite quotidienne. Au cours d'un mois, la raffinerie peut rejeter au cours d'une seule journée une quantité de substances qui dépasse cette limite, mais seulement une fois. On enregistre un rejet inadmissible pour chaque autre journée où les rejets dépassent cette limite. La troisième limite, la plus élevée, est la quantité maximale quotidienne; c'est la limite qu'il ne faut jamais dépasser chaque jour du mois. Les rejets dépassant la limite mensuelle sont considérés comme les plus graves (particulièrement s'ils se répètent), car ils peuvent indiquer un problème persistant.

En ce qui a trait au pH, il ne doit jamais s'écarter des valeurs autorisées dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée. Quant à la mortalité des poissons, elle ne doit pas dépasser 50 % dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée.

Surveillance. Chaque raffinerie doit mesurer la teneur de ses effluents en ces cinq substances trois fois par semaine (le lundi, le mercredi et le vendredi) et noter les quantités rejetées ces jours-là. De plus, le pH doit être mesuré quotidiennement. Les raffineries soumises au règlement sont tenues de rapporter les résultats de ces mesures. Toutes les raffineries doivent effectuer une épreuve de toxicité par mois. Les résultats de toutes les analyses doivent faire l'objet d'un rapport mensuel.

Certaines raffineries peuvent avoir été exemptées de la surveillance normale et des rapports à produire lorsque leurs effluents sont traités dans des installations approuvées hors de la raffinerie, ou dans des circonstances particulières.

Eaux pluviales. Les eaux pluviales désignent les eaux de ruissellement en surface provenant des précipitations (pluie, neige, etc.) qui tombent sur le terrain de la raffinerie ou sur des terrains voisins, coulent sur la propriété de la raffinerie et sont contaminées par l'un des cinq paramètres figurant au tableau 1. Lorsque des eaux pluviales propres (non contaminées) sont séparées, elles sont exclues du règlement et des directives. Outre les quantités autorisées (tableau 1), une raffinerie peut rejeter d'autres quantités pour les huiles et les graisses, les phénols et les matières en suspension, uniquement les jours où elle rejette des eaux pluviales. Ces quantités limites supplémentaires figurent au tableau 2.

Taux de référence de brut. Comme on l'a mentionné précédemment, le taux de référence de brut (TRB) est essentiel au calcul des rejets autorisés; la raffinerie

TABLEAU 2 QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS SUPPLÉMENTAIRES DE SUBSTANCES EN CAS D'ÉVACUATION DES EAUX PLUVIALES (1)

Substance	Quantité autorisée lb/10 000 gal·d^{-1} (kg/10 000 L·d^{-1}) d'eaux pluviales	Quantité maximale autorisée par mois lb/1 000 bbl·d^{-1} (kg/1 000 m^3·d^{-1}) de pétrole brut	
		Directives	Règlement
Huiles et graisses	1,0 (0,10)	50,0 (142,7)	25,0 (71,3)
Phénols	0,1 (0,010)	5,0 (14,3)	2,5 (7,1)
Matières en suspension	3,0 (0,30)	150,0 (428,0)	75,0 (214,0)

Remarque : Les quantités limites figurant dans le règlement et les directives ne sont exprimées qu'en unités impériales (1, Annexe II).

devrait donc le déclarer chaque mois. Si la quantité de brut traité réellement s'écarte de plus de 15 % du TRB, la raffinerie peut déclarer un TRB révisé qui sera utilisé pour calculer les rejets autorisés.

Statut d'une raffinerie. Chaque raffinerie a un statut officiel (raffinerie nouvelle, existante, améliorée ou modifiée) et cette désignation indique si une raffinerie est soumise au règlement ou aux directives. Les raffineries "nouvelles" doivent satisfaire à des limites plus strictes et sont soumises au règlement. Une raffinerie "existante" est toujours soumise aux directives. De plus, une raffinerie existante peut avoir le statut de raffinerie "améliorée" ou "modifiée". Une raffinerie est dite améliorée lorsque le TRB dépasse de plus de 15 % le TRB initial. L'excédent du TRB révisé sur le TRB initial sera soumis aux normes plus sévères des rejets autorisés auxquelles sont soumises les nouvelles raffineries. Le remplacement d'une tour de distillation du brut est l'indice choisi pour déterminer si une raffinerie est "modifiée". La partie du TRB que représente la tour remplacée fera l'objet de normes de rejets plus sévères équivalant à celles auxquelles les nouvelles raffineries sont soumises.

Traitement à l'extérieur de la raffinerie. Une raffinerie peut être exemptée de la surveillance de l'effluent et de l'eau de refroidissement non recyclé qui sont rejetés

de la raffinerie si ces effluents sont traités dans des installations à l'extérieur de la raffinerie (dans une station d'épuration municipale par exemple). Cette exemption n'est accordée que si la station d'épuration effectue le même genre de traitement que celui que requièrent le règlement et les directives.

Toxicité. L'épreuve de toxicité aiguë pour les poissons a été incorporée aux directives afin de servir d'indice de la présence d'autres paramètres qui ne sont pas vérifiés en tant que tels, notamment la demande biochimique en oxygène (DBO), la demande chimique en oxygène (DCO) et les métaux lourds. Cette épreuve s'applique à toutes les raffineries (y compris les nouvelles). La raffinerie devrait effectuer un essai biologique de 24 heures en conditions statiques sur l'effluent et sur l'eau de refroidissement non recyclée. La méthode est décrite dans les directives. On y décrit également l'essai biologique de 96 heures à remplacement continu qui doit être effectué périodiquement par les représentants de Conservation et Protection, Environnement Canada.

Les directives ont pour objet de limiter la quantité de substances nocives rejetées. Cela se traduira par une diminution du volume d'effluent rejeté et produira un effluent plus concentré et donc plus susceptible d'être toxique pour les poissons. Pour encourager les raffineries à réduire la quantité de contaminants sans pénaliser les raffineries dont la consommation d'eau est faible, les raffineries qui utilisent peu d'eau sont autorisées à diluer leurs effluents.

Méthodes d'analyse. Le règlement et les directives précisent également les méthodes d'analyse à utiliser pour chaque paramètre. Les méthodes prescrites sont tirées des Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 13e édition (1971) (4) de l'American Public Health Association. La raffinerie peut utiliser une méthode approuvée équivalente, à condition que les résultats aient été confirmés par la méthode de l'APHA.

3.1.2 Limites provinciales. On trouvera à l'annexe A un résumé des limites fédérales et provinciales sur les polluants ordinaires dans les eaux usées des raffineries.

Québec. Les raffineries au Québec sont soumises aux Directives sur les effluents de la Loi sur la qualité de l'environnement (5). Les limites pour les rejets sont essentiellement les mêmes que dans le règlement et les directives fédéraux. Les directives québécoises divergent cependant quelque peu en ce sens que les limites du règlement fédéral pour les eaux pluviales s'appliquent sans distinction aux raffineries

nouvelles et existantes, et que l'épreuve de toxicité pour les poissons ne fait pas partie de leurs exigences.

Ontario. Les directives établies par l'Ontario sont en général conformes (selon le volume d'effluent rejeté) au règlement et aux directives nationaux, sauf que les limites sont exprimées en concentrations. Des exigences spécifiques établies en fonction de la sensibilité des eaux réceptrices peuvent prévaloir sur les objectifs de qualité des effluents en Ontario tels qu'ils apparaissent au tableau 3. Ces directives sont en voie de révision et il faut s'attendre à l'imposition de normes plus sévères pour les polluants courants et à de nouvelles normes pour les substances à l'état de traces.

Alberta. Comme dans d'autres provinces, les raffineries de l'Alberta sont soumises au règlement et aux directives du gouvernement fédéral qui constituent des exigences minimales. En Alberta, toutefois, les raffineries qui rejettent leurs effluents dans des cours d'eau fragiles peuvent être soumises à des normes plus strictes qui sont incluses dans le permis d'exploitation de la raffinerie. Les directives relatives aux polluants ordinaires figurent dans l'annexe A. Le tableau 4 donne un résumé des objectifs quant aux éléments toxiques dans les effluents des raffineries.

Colombie-Britannique. Les directives et les objectifs minimaux recommandés pour la lutte contre la pollution des eaux par les raffineries de pétrole figurent dans le Report on Pollution Control Objectives for the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia (6). Ces objectifs, tels qu'ils apparaissent au tableau 5, se divisent en trois niveaux :

Niveau A : objectif pour les rejets des raffineries nouvelles et proposées et, dans les limites de la meilleure technique praticable, pour les rejets des raffineries existantes qui devront s'améliorer graduellement;

Niveau B : objectif intermédiaire pour tous les rejets des raffineries existantes qui devra être atteint avant une date fixée par le directeur de la Direction de la lutte contre la pollution, et pour les rejets de raffineries existantes qui pourraient augmenter en quantité et dont la qualité pourrait être modifiée par suite d'une expansion ou d'une modification des procédés;

Niveau C : objectif immédiat pour toutes les raffineries existantes qui devra être atteint dans le temps minimal que permettront les techniques utilisées.

En général, les limites moyennes quotidiennes sont plus sévères que les quantités mensuelles prévues dans le règlement et les directives fédéraux. En plus des limites pour les polluants ordinaires, la Colombie-Britannique prévoit également des limites pour quelques autres paramètres, y compris les métaux. L'épreuve de toxicité

TABLEAU 3 OBJECTIFS DE QUALITÉ S'APPLIQUANT AUX EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Ontario)

Substance	Concentration maximale (mg/L)
Huiles et graisses	10
Phénols	0,020
Matières en suspension	15
Azote ammoniacal	10
Demande chimique en oxygène	200
Chrome	1
Cuivre	1
Nickel	1
Plomb	1
Zinc	1
pH	5,5 à 9,5
Toxicité	La mortalité chez les poissons ne doit pas dépasser 50 % dans le cas de l'effluent du procédé, de l'eau de refroidissement non recyclée et des eaux pluviales traitées.

TABLEAU 4 OBJECTIFS S'APPLIQUANT AUX SUBSTANCES TOXIQUES PRÉSENTES DANS LES EFFLUENTS DES RAFFINERIES (Alberta)

Substance toxique	Concentrations nettes (mg/L)*
Chrome (hexavalent)	0,30
Cyanure	0,025
Plomb	0,10
Mercure	0,0005
Zinc	1,0
Nickel	1,0

* Les concentrations nettes réelles sont calculées de la façon suivante :
Concentration nette = CF/a

où C = la concentration nette mesurée dans l'effluent (mg/L);

F = le débit de l'effluent (gal/min par 1 000 barils de pétrole brut raffiné par jour);

a= une constante qui établit le débit nominal d'effluent par 1 000 barils de pétrole brut par jour à 13,4 gal/min pour les raffineries qui disposent d'un puits de refoulement et à 20 gal/min pour les raffineries qui n'en ont pas.

TABLEAU 5 OBJECTIFS EN MATIÈRE DE QUALITÉ DES EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (C.-B.) (a)

	Rejets en mer			Rejets en eaux douces		
	Niveau A	Niveau B	Niveau C	Niveau A	Niveau B	Niveau C
Huile, non volatile, lb/1 000 bbl de brut (mg/L)	--	2,80	(15)	--	2,80	(15)
Huile, total, lb/1 000 bbl de brut	1,15(b)	--	--	0,58(b)	--	--
DBO, 5 jours, 20 °C, lb/1 000 bbl de brut	2,30(b)	8,0	8,0	2,30(b)	8,0	8,0
Phénols, lb/1 000 bbl de brut	0,023	0,06	0,2	0,023	0,06	0,2
Sulfures et mercaptans en S, lb/1 000 bbl de brut (mg/L)	0,011	0,02	(1,0)	0,011	0,02	(1,0)
Ammoniac, lb/1 000 bbl de brut (mg/L)	0,576	1,87	(15)	0,576	1,87	(15)
Matières en suspension, mg/L (c)	20	20	30	20	20	30
Matières décantables, mg/L	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Matières flottantes	(d)	(d)	(d)	(d)	(d)	(d)
Matières solides totales, g/L	3,0(e)	3,0(e)	3,0(e)	1,5	1,5	2,0
Cyanure, mg/L	0,10	0,10	0,20	0,10	0,10	0,20
Chrome, total, mg/L	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plomb, total, mg/L	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zinc, total, mg/L	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Cuivre, total, mg/L	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nickel, total, mg/L	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Phosphate (en P), mg/L	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0	3,0
Oxygène dissous, mg/L	> 1,0	> 1,0	--	5,0	> 1,0	> 1,0
pH	6,5 à 8,5	6,5 à 9,0	6,5 à 9,0	6,5 à 8,5	6,5 à 8,5	6,5 à 9,0
Température maximale, °F	90	90	90	90	90	90
Turbidité, U.T.J.	15	15	25	10	10	15
Toxicité (f)	75	50	5	100	75	5
Volume de l'effluent du procédé (g), gallon imp.-min^{-1}/ 1 000 bbl-d^{-1}	8,0	13,0	--	8,0	13,0	--

a) Ces objectifs s'appliquent à l'effluent du traitement et aux eaux pluviales provenant de la zone de traitement. Sont exclues : l'eau de ballast provenant des navires, l'eau de refroidissement non recyclée, utilisée pour le refroidissement indirect, et les eaux pluviales provenant des digues des bassins de stockage et des zones non aménagées du terrain.

b) Ces valeurs sont provisoires et pourront être révisées.

c) Ne s'applique pas aux rejets vers des bassins de filtration.

d) Négligeable.

e) Varie selon la nature des matières solides dont la composition diffère de celles qu'on retrouve normalement en milieu marin.

f) Limite de tolérance moyenne à l'essai biologique statique de 96 h sur les salmonidés, exprimée en pourcentage par volume d'effluent dans les eaux réceptrices nécessaire pour assurer une survie de 50 % pendant 96 heures.

g) Débit normal par temps sec (ne comprend pas les eaux pluviales). Objectif non restrictif. Si le volume d'effluent rejeté est plus grand, la concentration doit être diminuée proportionnellement.

exigée pour les poissons est l'essai biologique statique de 96 heures avec un taux de survie de 50 %. L'effluent de la raffinerie peut être dilué pour effectuer l'essai biologique et la dilution requise est fixée en fonction du type de raffinerie (niveaux A, B ou C, effluent rejeté en mer ou en eaux douces).

3.2 Production d'eaux résiduaires

Les contaminants présents dans les eaux résiduaires des raffineries proviennent des sources suivantes :

1) le pétrole brut;
2) l'eau d'approvisionnement de la raffinerie;
3) les eaux pluviales de la raffinerie;
4) l'eau de ballast;
5) les eaux usées domestiques;
6) les produits chimiques de procédés et les catalyseurs;
7) les produits de réaction des unités de conversion;
8) les additifs chimiques.

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures, mais il renferme aussi des impuretés. Ces dernières se présentent sous forme de composés organiques à base de soufre, d'azote, d'oxygène et d'un certain nombre de métaux. Le pétrole brut renferme également des sels inorganiques qui se présentent sous forme de saumure émulsifiée. Dans le but de réduire au minimum la formation d'acide chlorhydrique dans la tour de distillation, le pétrole brut doit être dessalé et, dans certains cas, neutralisé avec de la soude caustique et de l'ammoniac. Afin de réduire sa teneur en sels, le pétrole brut est mis en contact avec de l'eau qui forme une émulsion, puis le mélange est passé à travers une unité de dessalage chimique ou électrostatique. Dans l'unité de dessalage, il y a séparation du pétrole et de la saumure. La phase aqueuse renferme du pétrole, des produits chimiques de dessalage, des sels dissous et des matières en suspension. L'eau acide, après avoir été épuisée, est généralement utilisée comme eau de lavage dans l'unité de dessalage afin de réduire la consommation d'eau douce.

L'eau d'approvisionnement renferme diverses impuretés qui varient selon l'endroit où est située la raffinerie (près d'une rivière, de l'océan, en amont d'une industrie). L'eau requiert habituellement un traitement avant d'être utilisée dans les chaudières et les tours de refroidissement. La dureté de l'eau et sa teneur en silice déterminent le degré de traitement et de purge que devront subir ces systèmes.

Les eaux pluviales qui tombent sur la raffinerie entraînent la vase et le pétrole déversé provenant des installations de raffinage et des parcs de stockage. Les eaux pluviales peuvent également renfermer des traces de phénols et d'autres contaminants.

L'eau de ballast est l'eau que transporte un navire pour assurer sa stabilité et comprend l'eau utilisée pour nettoyer les réservoirs de cargaison ou de ballast. Les raffineries qui expédient des produits par pétrolier reçoivent l'eau de ballast avant de charger le navire. Cette eau renferme généralement de l'huile, des phénols et des traces de matières en suspension, de même que des matières totales dissoutes de toutes natures.

Les eaux usées domestiques produites par le personnel travaillant dans les bureaux de la raffinerie, les salles de contrôle et les laboratoires sont recueillies et traitées sur place ou envoyées à un système d'épuration municipal. La contribution de cette source à la DBO totale de la raffinerie et à la quantité de matières en suspension est toutefois faible.

Les produits chimiques de procédés ainsi que les catalyseurs employés dans une raffinerie peuvent contaminer l'eau. Les produits chimiques utilisés peuvent comprendre la soude caustique, les acides sulfurique et phosphorique, les amines, le sulfolane, le furfural, le glycol, l'ammoniac, les détergents utilisés pour le nettoyage chimique, les additifs tels que les agents anti-mousse, les inhibiteurs de corrosion (chrome et zinc), la chaux et les produits chimiques utilisés pour adoucir l'eau qui alimente les chaudières ainsi que les éléments nutritifs utilisés pour le traitement biologique. Dans des procédés comme le traitement des produits en milieu humide, certains des produits chimiques utilisés se retrouvent dans les égouts de la raffinerie.

On utilise des catalyseurs pour faciliter la conversion des hydrocarbures en dérivés ayant une plus grande valeur marchande. Les principaux catalyseurs qui peuvent contaminer l'eau sont :

1) l'acide sulfurique, utilisé dans la réaction d'alkylation (une source de sulfonates, de sulfates, d'esters organiques et d'acide sulfurique);

2) l'acide fluorhydrique, utilisé dans la réaction d'alkylation (peut produire des fluorures);

3) l'acide phosphorique, employé dans la réaction de polymérisation (produit des phosphates et de l'acide phosphorique);

4) les catalyseurs utilisés pour le traitement en milieu humide (Merox, Mercapfining, etc.).

Les produits de réaction des unités de conversion produisent des contaminants qui se retrouvent dans l'effluent de la raffinerie. Ces procédés comprennent : l'hydrotraitement, le craquage thermique et la viscoréduction, la cokéfaction, le craquage catalytique, l'hydrocraquage et le reformage. On trouvera au tableau 6 un résumé des divers contaminants qui peuvent être engendrés par ces procédés.

TABLEAU 6 CONTAMINANTS PRODUITS PAR LES UNITÉS DE CONVERSION

Procédé	Contaminants dans l'eau
Hydrotraitement	- Hydrogène sulfuré, ammoniac
Craquage thermique /viscoréduction	- Ammoniac, composés azotés, hydrogène sulfuré, mercaptans, acides naphtéiques, acides organiques
Craquage catalytique	- Phénols, hydrogène sulfuré, sulfure de carbone, disulfures, thiophènes et sulfures de carbonyle, ammoniac, cyanures et cyanates
Reformage	- Benzène, toluène, xylène qui peuvent se manifester sous forme de DCO dans l'eau de drainage des réservoirs de stockage de l'essence.
Alkylation	- Sulfates, sulfonates d'alkyle et acide fluorhydrique

Les additifs chimiques servent à améliorer la qualité des produits et à satisfaire aux spécifications. Ces additifs comprennent notamment des inhibiteurs de corrosion, des antidétonants, des additifs anti-givre et des antioxydants. Ces additifs peuvent se retrouver dans les effluents à la suite de déversements provenant des réservoirs de produits chimiques.

En résumé, les principales sources de contamination de l'eau sont les unités de dessalage ou de distillation du brut; les condensés sulfureux provenant des unités d'hydrotraitement et de craquage; le vide-vite de l'alimentation des chaudières et de l'eau de refroidissement; et les eaux de lavage des procédés. Les contaminants majeurs sont les huiles et les graisses, les phénols, la DCO, les sulfures, l'ammoniac ainsi que les matières en suspension et les matières solides en solution. Les contaminants mineurs comprennent entre autres : les cyanures, les fluorures, les sulfonates d'alkyle, les chromates et les métaux lourds (fer, zinc, cuivre, plomb, nickel).

3.3 Traitement des eaux usées

Conformément à l'esprit du règlement fédéral et des directives qui s'y rapportent, la plupart des raffineries au Canada appliquent la meilleure technique de traitement praticable à leurs effluents liquides, ou dans certains cas, une variante de

celle-ci. Le règlement et les directives décrivent le meilleur traitement praticable de la façon suivante :

a) épuisement de l'eau sulfureuse pour l'élimination de l'ammoniac et des sulfures;
b) séparation primaire (p. ex. par séparateur API), suivie d'un;
c) traitement intermédiaire (p. ex. par flottation), suivi d'un;
d) traitement secondaire (p. ex. traitement biologique);
e) clarification de l'effluent final au besoin;
f) séparation et traitement des eaux pluviales au besoin.

On recommande également de bien entretenir les lieux, d'éliminer de façon sécuritaire les produits chimiques utilisés et de fournir des installations adéquates pour assurer un fonctionnement régulier et continu du système de traitement, afin que l'effluent soit de qualité acceptable.

Actuellement, 76 % des raffineries au Canada traitent leurs effluents à l'aide de systèmes secondaires ou tertiaires de traitement. Ce chiffre tient compte des raffineries qui, en plus d'être dotées de systèmes de traitement primaire ou intermédiaire sur place, acheminent leurs effluents vers les égouts municipaux où ils subissent un autre traitement (biologique).

Voici maintenant une brève description des différents procédés utilisés par les raffineries pour le traitement des eaux usées. Le tableau 7 porte sur l'efficacité de ces procédés pour réduire la contamination.

3.3.1 Traitement primaire. Les systèmes de traitement primaire comprennent : l'épuisement des sulfures et de l'ammoniac, la séparation par gravité, l'extraction liquide-liquide, la filtration et la régularisation du pH.

L'épuisement d'eau sulfureuse sert à réduire la concentration des sulfures, de l'ammoniac et, à un moindre degré, des phénols provenant des divers procédés de raffinage. Le procédé d'épuisement s'effectue dans une tour à plateaux ou à garnissage dans laquelle on fait passer de 50 à 240 kg de vapeur par mètre cube d'eau sulfureuse traitée. Les gaz rectifiés peuvent être incinérés ou alimenter l'usine de récupération du soufre. Dans ce dernier cas, il peut être nécessaire de recourir à un procédé d'extraction en deux étapes pour réduire la teneur en ammoniac du courant d'hydrogène sulfuré. L'élimination de l'ammoniac amoindrira les problèmes qu'entraîne sa présence dans le gaz alimentant l'unité Claus de récupération du soufre.

Les systèmes de séparation par gravité éliminent l'huile libre et les matières en suspension dans les eaux usées. Le système peut consister en un réservoir (un réservoir

TABLEAU 7 POURCENTAGE DE RÉDUCTION PRÉVU POUR LES SYSTÈMES DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES (7)

Méthode de traitement	Huile	Phénols	pH	Sulfures totaux	Azote ammoniacal	Matières en suspension filtrées	DBO_5	DCO	DOT	Cyanures	Plomb	Chrome	Toxicité
Épuiseur de condensat pollué	N/D	10 à 30 %	A (de 1 à 2 unités)	96 à 99,8 %	69 à 96 %	N/D	N/D	R	R	75 à 90 %	N/D	N/D	
Séparateur API	60 à 99 %	R	N/D	R	N/D	10 à 50 %	5 à 35 %	5 à 40 %	5 à 40 %	N/D	R	R	N/D
Unité de dessalage de brut	N/D	70 à 90 %	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	R	N/D	
Aéroflottation et floculation	75 à 90 % 50 à 90 % (émulsifiée)	R	A (légère)	R	R	50 à 90 %	10 à 60 %	10 à 50 %	10 à 50 %	N/D	N/D	R	N/D
Lits de boues	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	90 à 99 %	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	
Bassins de rétention des eaux pluviales	50 à 95 %	R	N/D	N/D	N/D	80 à 99 %	R	R	R	N/D	N/D	N/D	N/D
Unité biologique	50 à 80 % (émulsifiée)	97 à 99 %	R (d'une unité)	90 à 99 %	R	A	60 à 85 %	30 à 70 %	30 à 70 %	65 à 99 %	N/D	N/D	R
Filtration rapide sur sable	70 à 80 %	N/D	N/D	N/D	N/D	50 à 99 %	R	R	R	N/D	N/D	N/D	
Réservoirs d'eau de ballast	60 à 99 %	R	N/D	R	N/D	10 à 50 %	R	R	R	N/D	R	N/D	N/D
Charbon activé ou ozonation	50 à 90 % (émulsifiée)	80 à 99 %	N/D	80 à 99 %	10 à 30 %	N/D	50 à 90 %	50 à 90 %		80 à 99 %			R

N/D : non disponible; R : réduction; A : augmentation.

de ballast par exemple), en un bassin (tel qu'un bassin de rétention des eaux pluviales) ou en un bassin de stabilisation muni d'écrémeurs d'huile. La plupart des raffineries utilisent un séparateur API (American Petroleum Institute); cependant, on a de plus en plus recours au séparateur à plaques inclinées. Le séparateur API est une grande cuve qui permet de récupérer l'huile remontée à la surface et d'éliminer les solides qui se sont déposés au fond. L'efficacité du séparateur API dépend, de par sa conception même, de multiples grands paramètres, notamment la température de l'eau, la densité et la taille des goutelettes d'huile et le type de matières solides présentes dans l'eau. Le séparateur à plaques inclinées est fait de plusieurs plaques ondulées inclinées à 45 degrés. À mesure que les eaux usées s'écoulent entre les plaques, les goutelettes d'huile sont recueillies sur la face inférieure et remontent à la surface tandis que les matières solides restent sur les plaques inférieures et se déposent au fond.

L'extraction liquide-liquide dans les raffineries s'applique principalement aux composés phénoliques des différents condensats. L'extraction s'effectue dans une unité de dessalage du pétrole brut où l'eau (habituellement de l'eau sulfureuse épuisée) est mélangée à du pétrole brut puis chauffée. On brise l'émulsion par des moyens électriques ou chimiques (addition de soude caustique). Étant donné que les phénols ont une affinité pour la phase d'huile, ils sont ainsi extraits de la phase aqueuse; par ailleurs, le pétrole brut est débarrassé du limon et des chlorures.

La filtration rapide sur sable, effectuée sous pression, sert principalement d'étape de finition et permet d'éliminer toutes les matières en suspension de plus de quelques micromètres, ainsi qu'une quantité limitée de colorants et de traces d'huile.

Le pH des eaux usés de la raffinerie doit être régularisé pour ne pas nuire aux procédés biologiques utilisés en aval, ni causer de tort aux eaux réceptrices. Dans certains cas, on ajoute de l'acide phosphorique ou de l'ammoniac pour régulariser le pH tout en fournissant des éléments nutritifs en vue du traitement biologique ultérieur.

3.3.2 Traitement intermédiaire. Les systèmes de traitement intermédiaires comprennent la flottation, la coagulation-précipitation et la régulation.

La flottation sert à éliminer les huiles non encore dissoutes et les matières en suspension dans les effluents du séparateur API, avant le rejet ou le traitement biologique. D'autres contaminants tels que les phénols, la charge en DBO, et les sulfures peuvent également être éliminés jusqu'à un certain point. Pour ce qui est du procédé utilisé, il peut s'agir soit de la flottation avec air dissous, soit de la flottation avec insufflation d'air. Dans la flottation avec air dissous, on maintient les eaux usées sous pression (275 à

350 kPa), et l'on ajoute de l'air comprimé de façon à ce qu'il se dissolve dans l'eau. Les eaux usées passent alors par un détendeur et des bulles minuscules se forment dans l'eau. Les bulles se fixent à l'huile et aux particules en suspension et remontent à la surface sous forme d'écume qui est continuellement récupérée pour être ensuite traitée ou éliminée. On ajoute des agents floculants pour augmenter l'efficacité de l'unité de flottation et éliminer ainsi davantage d'émulsion d'huile. Dans le procédé à insufflation d'air, l'air est introduit à l'aide d'agitateurs ou de diffuseurs spécialement conçus pour le disperser dans les eaux usées.

On fait habituellement appel aux bassins de régulation avant d'utiliser les unités d'oxydation biologique afin de réduire les fluctuations du débit et des charges de polluants, étant donné que les procédés biologiques sont vulnérables aux surcharges brusques.

3.3.3 Traitement secondaire. Les systèmes de traitement secondaire sont des procédés d'oxydation biologique qui comprennent les boues activées, les lits bactériens, les bassins de stabilisation des eaux usées et le lagunage aéré. Ces systèmes ont pour objet d'éliminer les phénols et de diminuer la DBO (y compris les polluants prioritaires biodégradables) dans les eaux usées, grâce à des bactéries qui utilisent les matières organiques présentes dans les eaux usées et les transforment en dioxyde de carbone et en eau. L'oxygène et les éléments nutritifs sont essentiels, tandis que de nouvelles bactéries sont produites constamment. La masse biologique des bactéries est ensuite séparée par décantation des eaux usées traitées, puis remise en circulation dans les eaux usées non traitées.

Le traitement par boues activées est un procédé de traitement biologique aérobie (en présence d'oxygène) dans lequel des microorganismes (en forte concentration) se retrouvent en suspension dans les eaux usées contenues dans un réservoir de retenue. L'oxygène est introduit grâce à un aérateur mécanique ou à un système de diffusion d'air. L'effluent traité est alors acheminé dans un bassin de décantation avant d'être rejeté dans les eaux réceptrices ou, parfois, pour subir un autre traitement. Les boues activées sont alors retournées dans le bassin de réaction ou éliminées (habituellement par épandage).

Les lits bactériens sont en fait une culture fixe de microorganismes contenue dans un lit poreux normalement constitué de roches concassées ou de gros agrégats. Les bactéries se développent et éliminent les matières organiques des eaux usées par adsorption, biofloculation et décantation. L'oxygène fourni assure une métabolisation rapide des matières organiques éliminées. L'effluent est ensuite clarifié dans un bassin de décantation.

Les bassins de stabilisation et les étangs aérés sont de grands bassins peu profonds dans lesquels des microorganismes en faible concentration sont mélangés aux eaux usées. L'oxygène est fourni par diffusion rapide en surface, par aération mécanique ou par l'action photosynthétique des algues présentes dans l'étang, et est consommé par les bactéries qui effectuent la dégradation aérobie des matières organiques. Contrairement au procédé des boues activées, l'effluent des bassins de stabilisation ou des étangs aérés n'est pas décanté avant d'être rejeté, étant donné la faible concentration des matières biologiques dans le système. De plus, les agrégats biologiques ne sont pas recyclés.

3.3.4 Traitement tertiaire. À peine quelques raffineries canadiennes utilisent les systèmes de traitement tertiaire. Ces traitements ont d'abord pour objet d'éliminer les matières organiques, les substances responsables du goût et des odeurs désagréables, ainsi que les substances inorganiques dissoutes. Le charbon activé, la filtration et l'oxydation chimique (p. ex. l'ozonation) peuvent éliminer efficacement ces substances.

3.4 Rejet des effluents et observation du règlement et des directives fédéraux.

La présente section montre dans quelle mesure les raffineries canadiennes se conforment au règlement et aux directives du gouvernement fédéral sur les effluents des raffineries de pétrole. On a effectué une analyse approfondie des données de 1987 sur les rejets. Les bureaux régionaux d'Environnement Canada ont évalué les données fournies par les raffineries et ils les ont compilées dans un rapport annuel de conformité. Le présent rapport national constitue un résumé des rapports régionaux.

Il serait bon de tenir compte des points suivants avant d'interpréter les résultats présentés dans cette section ou dans l'annexe B.

1. Les rejets annuels réels que l'on trouve dans l'annexe B et qui sont présentés ici ont été calculés en prenant la moyenne arithmétique des quantités mensuelles rejetées au cours de l'année. Les quantités mensuelles varient considérablement d'un mois à l'autre; la moyenne annuelle n'est donc pas en soi un reflet fidèle de la situation. Pour donner une meilleure idée des rejets annuels, l'annexe B fournit aussi l'écart type exprimé en pourcentage. L'interprétation des résultats doit donc en tenir compte.

2. Il y a une grande disparité d'une raffinerie à l'autre en ce qui a trait au nombre de rapports d'épreuve présentés, étant donné que les raffineries ne présentent pas nécessairement de rapport pour toutes les épreuves exigées. De plus, certaines raffineries se sont vues exemptées des rapports normalement exigés. Cette disparité gêne considérablement l'évaluation du nombre de rejets excédentaires et a une incidence sur la précision des quantités mensuelles qui représentent la moyenne des rejets quotidiens signalés. La meilleure façon d'évaluer les résultats de chaque

raffinerie à cet égard consiste à comparer, pour chacune, le temps (en pourcentage) pendant lequel elle n'a pas été en conformité avec les normes. Cette donnée tient compte du nombre de rapports d'épreuve présentés et fournit donc une bonne base de comparaison (annexe B).

3. La méthode d'analyse des échantillons d'effluents prescrite dans le règlement et les directives est celle qui est décrite dans la 13e édition des méthodes normalisées de l'APHA (4) ou toute autre méthode jugée équivalente. Bon nombre de raffineries utilisent actuellement la 14e ou la 15e édition (8,9) de la méthode de l'APHA conformément aux exigences provinciales. La méthode décrite dans la 15e édition peut donner des résultats plus élevés pour certains paramètres que celle de la 13e édition. Étant donné que les raffineries n'utilisent pas toutes la même méthode, il est très difficile d'effectuer des comparaisons directes.

3.4.1 Évaluation nationale. En 1987, il y avait 29 raffineries en exploitation au Canada. Seize étaient des raffineries "existantes" et six étaient des raffineries "améliorées" au sens où l'entendent les directives. Les sept autres étaient de nouvelles raffineries, donc soumises au règlement.

Une seule raffinerie a vu le jour depuis 1984 : la Newfoundland Energy Ltd. à Come By Chance (Terre-Neuve) en 1987. Depuis 1984, une seule raffinerie a fermé ses portes; il s'agit de la Gulf Canada de Montréal (Québec) en janvier 1986.

En 1987, six raffineries (dans les régions du Pacifique et du Yukon d'une part, de l'Ouest et du Nord d'autre part) assuraient un traitement primaire, intermédiaire ou secondaire sur place, et un traitement supplémentaire (parfois secondaire) à l'extérieur de leurs installations. Deux raffineries (Husky à Lloydminster et Turbo à Balzac) avaient recours à l'injection en puits profond pour éliminer tous leurs effluents traités, à l'exception des eaux pluviales et, par conséquent, n'étaient soumises au règlement et aux directives que pour leurs rejets d'eaux pluviales. Une autre raffinerie (Shell à Bowden) n'a effectué aucun rejet en 1987. Enfin, quatre raffineries de l'Ontario et du Québec traitent également les effluents d'usines pétrochimiques associées (non soumises au règlement et aux directives sur les raffineries). tandis qu'une raffinerie (en C.-B.) traite les effluents d'une usine associée de gaz naturel.

En moyenne, 62 % des épreuves exigées dans le règlement et les directives ont fait l'objet de rapports en 1987. Cette situation est attribuable aux différences entre les exigences provinciales en matière de rapports d'épreuve. Les chiffres de deux régions, d'abord celle du Pacifique et du Yukon avec 24 % des rapports d'épreuve éxigés, puis celle de l'Ouest et du Nord avec 34 %, expliquent en partie la faiblesse de cette moyenne.

L'annexe B donne une idée de la performance de chaque région en 1987. Notons que les rejets autorisés de même que les rejets prévus aux termes des directives ne s'appliquent qu'aux effluents des raffineries prises séparément. On ne peut donc pas

parler de "quantité autorisée" pour une région ou pour le Canada dans son ensemble. Les quantités de rejets obtenues sont toutefois une aide précieuse pour évaluer la performance des raffineries dans leur ensemble dans une région donnée ou au pays. En outre, les "rejets autorisés" et les "rejets prévus aux termes des directives", qui apparaissent dans les figures de la présente section et dans les tableaux de l'annexe B, ont été obtenus en calculant la moyenne annuelle des quantités mensuelles autorisées (calculée conformément au règlement et aux directives). Tous ces rejets sont comparés aux "rejets réels", qui représentent une moyenne annuelle de la moyenne arithmétique mensuelle des rejets quotidiens. On n'exige pas des raffineries qu'elles satisfassent à ces moyennes annuelles; celles-ci ont été calculées pour donner une idée de la performance annuelle des raffineries.

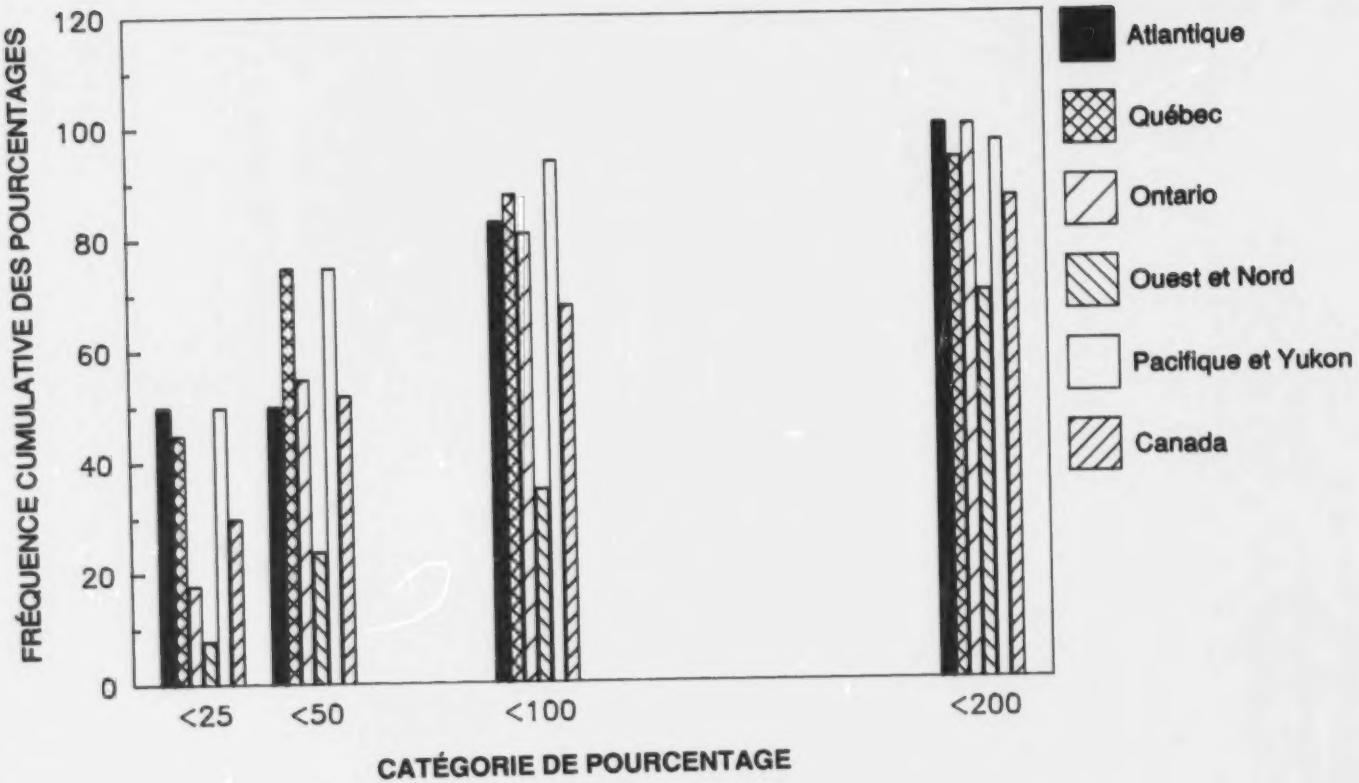
Performances nationales et régionales en 1987. En 1987, la performance nationale dans son ensemble était en conformité avec le règlement et les directives plus de 94 % du temps en ce qui a trait aux quantités mensuelles, 99 % du temps en ce qui a trait aux quantités quotidiennes, 99 % du temps pour ce qui est des quantités maximales quotidiennes et 92 % du temps en ce qui a trait aux limites pour les eaux pluviales. À noter que le fait de dépasser les limites mensuelles est jugé plus grave que le fait de dépasser les autres limites. Le tableau 8 donne une ventilation régionale du degré de

TABLEAU 8 POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION EN CE QUI A TRAIT AUX LIMITES MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LES DIRECTIVES (1987)

	Pourcentage (du temps) de conformité aux directives					
Région	Huiles et graisses	Matières en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammoniacal	Moyenne
Atlantique	100	89	97	100	100	97
Québec	92	78	97	94	94	91
Ontario	98	88	100	98	98	97
Ouest et Nord	86	82	70	98	73	82
Pacifique et Yukon	96	92	99	100	97	97
Canada	95	87	99	98	93	93

conformité avec les quantités mensuelles spécifiées dans les directives pour chaque paramètre. C'est la région de l'Ouest et du Nord qui a dépassé les limites le plus souvent. Les régions de l'Atlantique, du Pacifique et du Yukon, et de l'Ontario avaient toutes la meilleure performance en ce qui a trait au respect des quantités mensuelles. Le paramètre qui cause le plus de problèmes aux raffineries soumises aux directives est celui des matières en suspension. Les limites relatives aux sulfures sont celles qui sont le plus souvent respectées par les raffineries soumises aux directives. La figure 2 révèle l'importance des écarts enregistrés par rapport aux quantités mensuelles autorisées. L'axe des "y" représente la répartition des rejets (moyenne mensuelle) supérieurs aux quantités mensuelles; l'axe des "x" indique de combien ces limites ont été dépassées. Pour le Canada dans son ensemble, 52 % des rejets supérieurs aux quantités mensuelles ne dépassaient pas les limites par plus de 50 %, et 13 % dépassaient les limites par plus de 200 %. Cinquante pour cent des rejets excédentaires des régions de l'Atlantique et du Pacifique et du Yukon, et 44 % des rejets excédentaires du Québec dépassaient les limites par moins de 24 %. Les régions de l'Ontario et de l'Atlantique n'avaient aucun rejet dépassant les limites par plus de 200 %. La région de l'Ouest et du Nord avait le plus grand nombre de rejets qui dépassaient les limites par plus de 200 %, soit 30 %.

Performance des raffineries. Des 26 raffineries évaluées en 1987 (à l'exception des deux qui ont recours à l'injection en puits à grande profondeur et de celle qui n'a effectué aucun rejet), 9 respectaient toutes les limites plus de 99 % du temps et 6 les respectaient entre 95 % et 99 % du temps. Des 11 raffineries qui restent, 3 avaient recours à un traitement supplémentaire à l'extérieur de leurs installations. Les trois raffineries qui avaient la moins bonne performance en ce qui a trait aux quantités mensuelles étaient les suivantes : la Co-op à Regina (60 % du temps en conformité), la Newfoundland Energy Ltd. à Come By Chance (70 %) et la Esso de Norman Wells (77 %). L'effluent de la raffinerie Co-op est aussi traité dans l'usine d'épuration municipale, ce qui devrait, dans des conditions normales, ramener les rejets à un niveau acceptable. On craint cependant, qu'avec des rejets aussi élevés que ceux de 1987, l'efficacité du traitement effectué à l'extérieur des installations de la raffinerie ne soit quelque peu réduite. La raffinerie Newfoundland a éprouvé certains problèmes, dont quelques incendies, entre juin et décembre 1987 et les rejets n'y ont commencé qu'en novembre 1987. Dans le cas de la raffinerie Esso à Norman Wells, plus de 50 % des infractions étaient attribuables aux quantités élevées de matières en suspension dans l'eau d'approvisionnement prise dans le fleuve Mackenzie; les autres problèmes ont été corrigés. Le tableau 9 montre la performance globale des raffineries pour chacune des régions. On trouvera une analyse plus approfondie de la performance de chaque raffinerie et de chaque région dans la prochaine section.



Nota:

$$\text{Fréquence cumulative des pourcentages} = \frac{\text{Nombre de rejets dépassant les limites d'une catégorie de pourcentage particulière}}{\text{Nombre total de rejets dépassant les limites}}$$

$$\text{Catégorie de pourcentage} = \left[\frac{\text{Rejet dépassant la limite - limite}}{\text{Limite}}\right] \times 100$$

FIGURE 2 RÉPARTITION DE LA FRÉQUENCE DES POURCENTAGES DE REJETS DÉPASSANT LES QUANTITÉS MENSUELLES AUTORISÉES

Tendances de la performance et des rejets annuels à l'échelle nationale. La performance nationale globale en ce qui a trait à la conformité aux normes s'améliore lentement depuis 1980. Le pourcentage national du temps de conformité aux quantités mensuelles est passé de 91 % en 1980 à 92 % en 1983, et enfin à 94 % en 1987.

Les figures 3 à 7 présentent la moyenne nationale des rejets annuels (exprimée en kg/1 000 m^3 de pétrole brut) de 1972 à 1987. La tendance à la baisse en ce qui a trait à l'ampleur des rejets s'est poursuivie en 1987 alors qu'il y a eu amélioration pour tous les paramètres comparativement à 1983. Depuis 1980, tous les rejets annuels ont été inférieurs aux quantités autorisées. En Ontario, l'eau d'approvisionnement des raffineries contient une plus grande concentration de sulfures que l'effluent traité, ce qui explique la valeur négative obtenue lorsque l'on calcule la charge nette d'une raffinerie.

Comparaison entre les rejets annuels des régions en 1987. La figure 8 montre la moyenne annuelle des rejets effectués en 1987 dans chaque région. L'échelle a été agrandie pour les phénols et les sulfures dans les figures 9 et 10 respectivement. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux quantités autorisées. La région du Québec avait les rejets les plus élevés d'huiles et de graisses ainsi que de matières en suspension; les régions de l'Ontario de même que de l'Ouest et du Nord avaient les rejets d'huiles et de graisses les plus faibles, tandis que l'Ontario avait les plus faibles rejets de matières en suspension. Les rejets de phénols, de sulfures et d'azote ammoniacal étaient à peu près équivalents dans toutes les régions, bien que ce soit l'Ontario qui ait eu les rejets les plus faibles pour ces trois paramètres, la charge nette en sulfures y étant même négative.

Performance des raffineries soumises au règlement. En 1987, les cinq nouvelles raffineries qui furent évaluées respectaient les quantités mensuelles 99 % du temps; les deux limites quotidiennes plus de 99 % du temps; et les limites relatives aux eaux pluviales en tout temps (100 %). Le tableau 10 donne une ventilation par région de la conformité aux quantités mensuelles prévues par le règlement pour chaque paramètre. Les faibles performances touchaient surtout les matières en suspension et les sulfures. C'est la raffinerie Newfoundland Energy Ltd. de Come By Chance qui était responsable des rejets importants de matières en suspension et de sulfures. La raffinerie est entrée en activité en juin 1987 et ces infractions peuvent être attribuables aux difficultés soulevées par la mise au point des unités de transformation. Cette raffinerie devrait avoir amélioré sa performance au cours de l'année suivante. En 1987, 67 % des rejets supérieurs aux quantités mensuelles étaient inférieurs de moins de 24 % aux limites, tandis que les autres les dépassaient de 100 à 200 %.

TABLEAU 9 CONFORMITÉ GLOBALE DES RAFFINERIES AU RÈGLEMENT ET AUX DIRECTIVES DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL (1987)

Raffinerie/Région		Performance					Observations*
		% du temps de conformité				% des épreuves rapportées	
		M	O	N	S		
Atlantique							
.	Esso Petroleum (Dartmouth)	91,7	99,7	98,7	-	99,9	
.	Irving (Saint-Jean)	100	100	99,7	-	99,9	
.	Texaco (Dartmouth)	100	100	99,8	-	94,6	
.	Newfoundland Energy Ltd. (Come By Chance)	70	94,3	95,9	-	68	Soumise au règlement
.	Région	95,8	99,6	99,3	-	97,1	
Québec							
.	Petro-Canada (Pointe-aux-Trembles)	93,3	98,0	98,9	-	98,3	
.	Shell (Montréal)	83,3	96,6	97,6	-	99	
.	Ultramar (Saint-Romuald)	96,7	99,7	98,6	-	97,7	
.	Région	91,1	98,1	98,4	-	98,5	
Ontario							
.	Esso (Sarnia)	100	100	100	-	81,7	
.	Shell (Corunna)	88,1	98,6	97,8	-	60	
.	Petro-Canada Trafalgar (Oakville)	98,3	100	100	-	86,6	
.	Petro-Canada Clarkson (Mississauga)	100	99,4	99,3	97,2	99,8	
.	Suncor (Sarnia)	96,7	99,3	99,3	-	78,7	
.	Petrosar (Corunna)	100	100	100	-	86,3	Soumise au règlement
.	Texaco (Nanticoke)	100	100	100	100	99,4	Soumise au règlement
.	Région	97,5	99,7	99,6	98,6	84,7	
Ouest et Nord							
.	Petro-Canada (Edmonton)	100	100	100	-	56,1	
.	Petro-Canada (Moose Jaw)**	95,0	-	-	-	41,1	
.	Esso Petroleum (Norman Wells)	76,7	93,7	93,2	-	97,8	
.	Shell (Bowden)	-	-	-	-	-	Pas de rejets
.	Co-op (Regina)***	60,0	-	-	-	21	
.	Husky (Lloydminster)	-	-	-	100	-	Injection en puits à grande profondeur; soumise au règlement pour les eaux pluviales seulement
.	Esso Petroleum (Edmonton)	100	100	100	-	53,9	Soumise au règlement
.	Turbo (Balzac)	-	-	-	100	-	Injection en puits à grande profondeur; soumise au règlement pour les eaux pluviales seulement
.	Shell (Scotford)	100	100	100	-	20,1	Soumise au règlement
.	Région	88,2	98,6	99	100	34,1	
Pacifique et Yukon							
.	Esso Petroleum (Ioco)	100	100	96,3	52,8	20	
.	Petro-Canada (Port Moody)	100	100	100	100	27,1	
.	Husky (Prince George)	100	100	98,5	-	22,5	
.	Petro-Canada (Taylor)	100	100	99,7	93,3	27,1	
.	Shell (Burnaby)	90,0	100	99,7	92,9	25,4	
.	Chevron (North Burnaby)	90,1	99,5	95,9	97,2	20,9	
.	Région	96,8	99,9	98,2	86,1	20,3	
National		94,2	99,4	99,2	91,6	62,2	

* Raffineries soumises aux directives à moins d'indications contraires.
** Société n'ayant fourni que des moyennes mensuelles, d'où impossibilité de déterminer la conformité quotidienne.
*** Quantités mensuelles calculées à partir de moyennes de trois mois.
M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : limites applicables aux eaux pluviales.

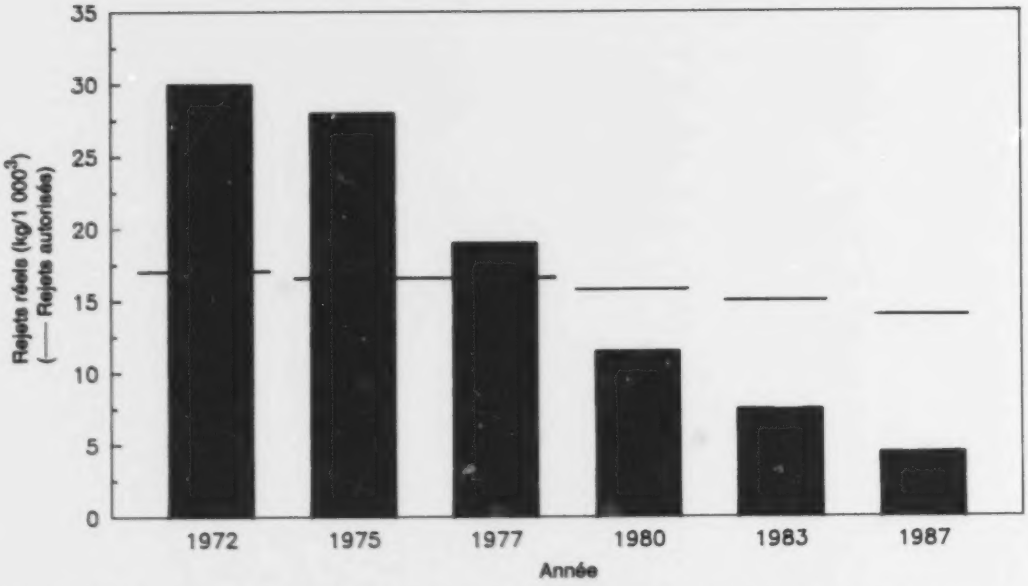


FIGURE 3 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Échelle nationale - 1972 à 1987)

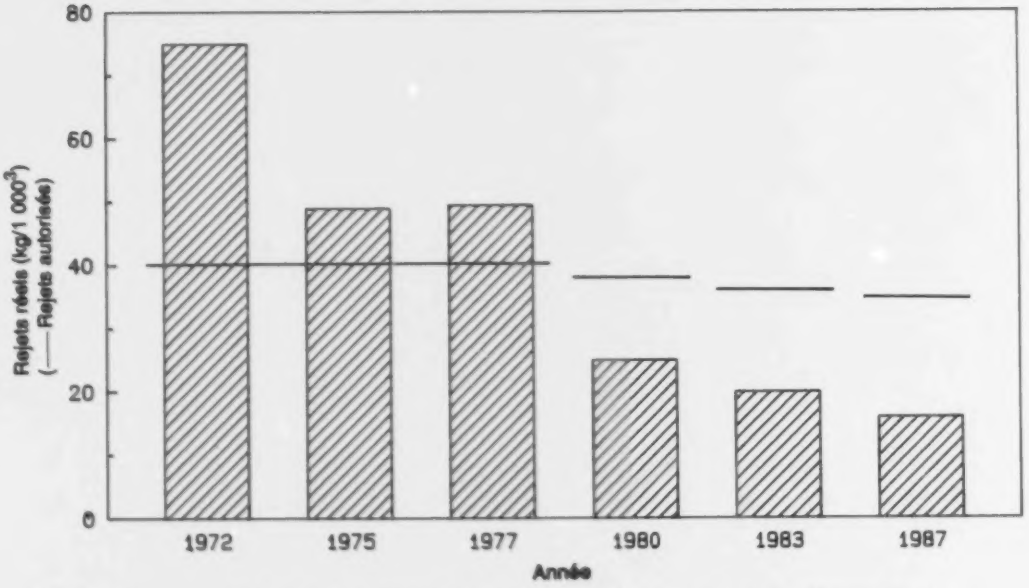


FIGURE 4 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Échelle nationale - 1972 à 1987)

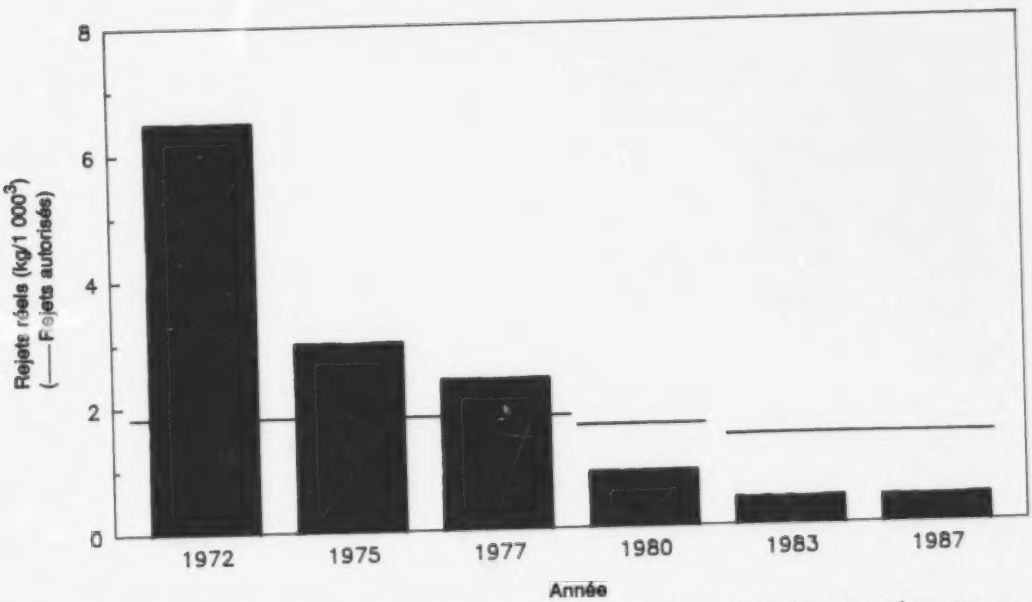


FIGURE 5 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Échelle nationale - 1972 à 1987)

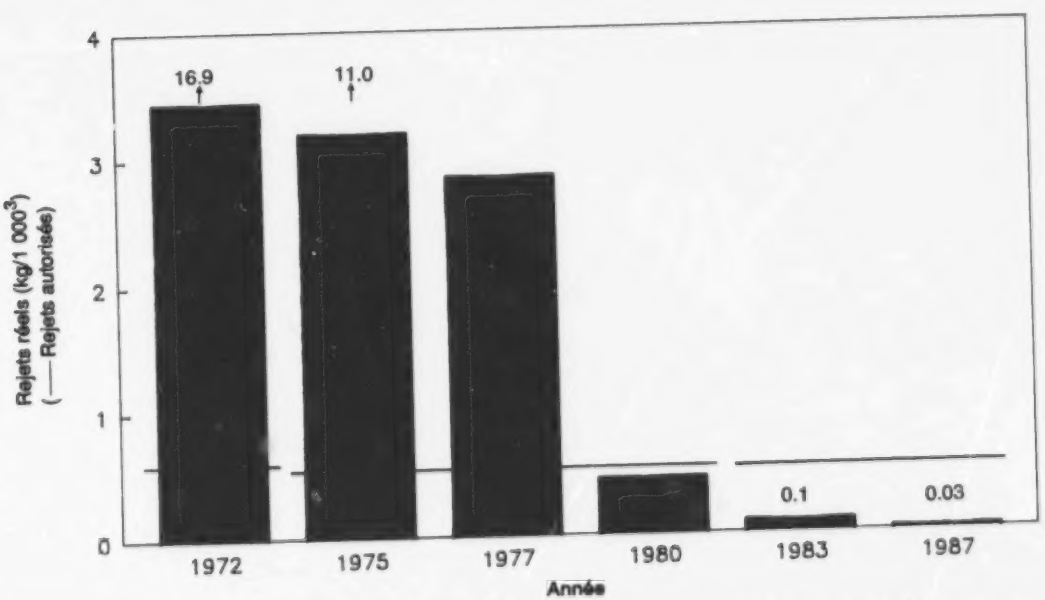


FIGURE 6 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Échelle nationale - 1972 à 1987)

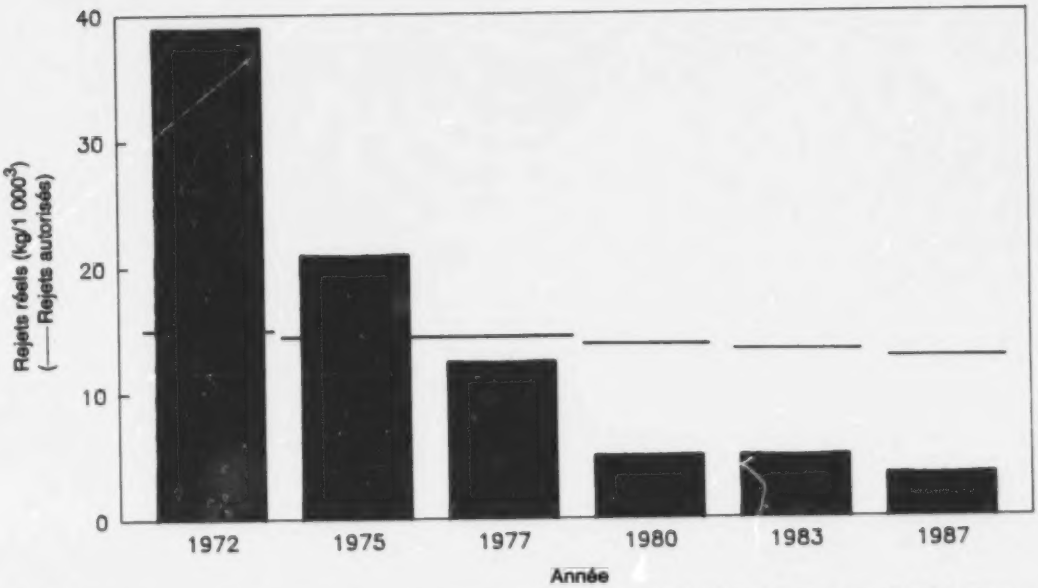


FIGURE 7 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Échelle nationale - 1972 à 1987)

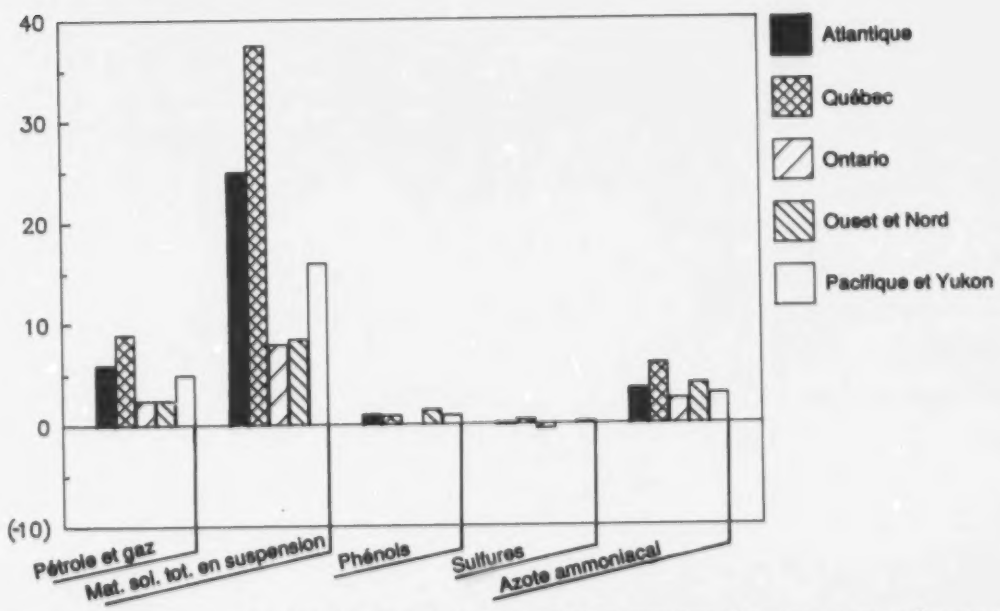


FIGURE 8 COMPARAISON DES REJETS EFFECTUÉS PAR LES RÉGIONS DANS LE CAS DES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (1987)

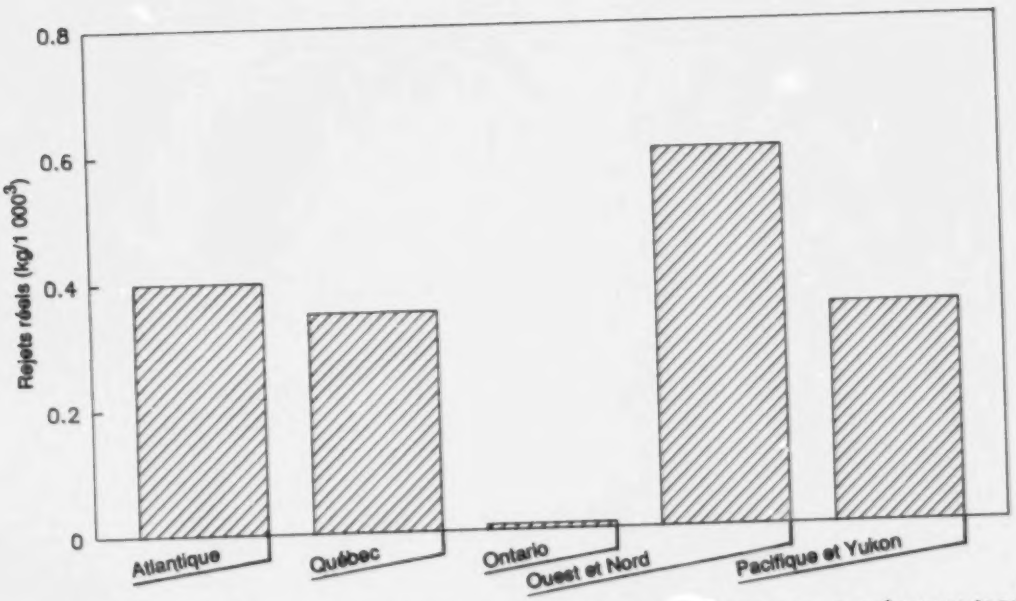


FIGURE 9 COMPARAISON DES REJETS DE PHÉNOLS PAR RÉGION (1987)

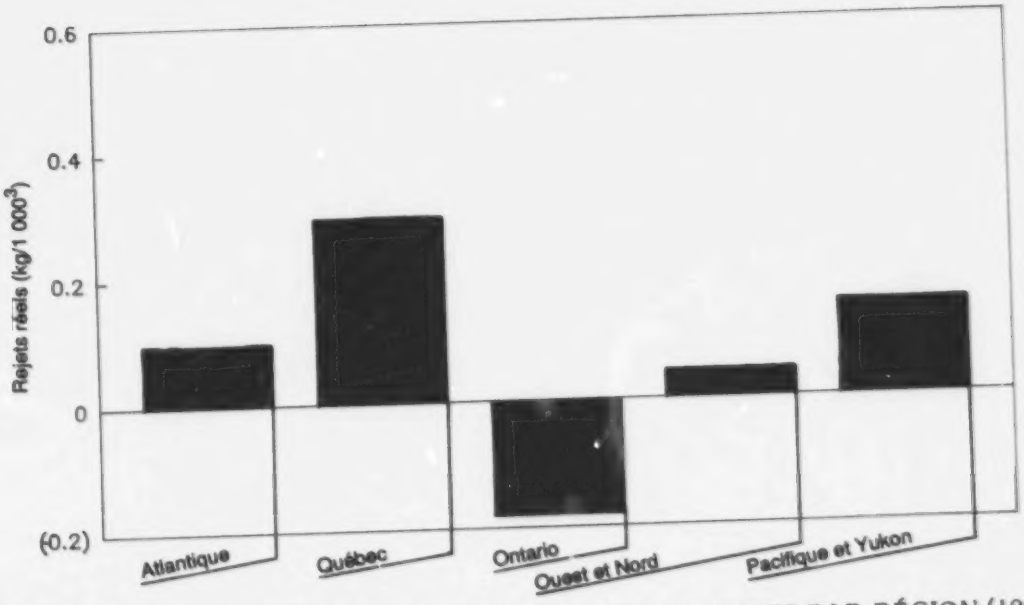


FIGURE 10 COMPARAISON DES REJETS DE SULFURES PAR RÉGION (1987)

TABLEAU 10 POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION QUANT AUX LIMITES MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LE RÈGLEMENT (1987)

	% de conformité au règlement					
Région*	Huiles et graisses	Matières en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammoniacal	Total
Atlantique	100	50	100	0	100	70
Ontario	100	100	100	100	100	100
Ouest et Nord	100	100	100	100	100	100
Canada	100	98	100	92	100	99

* Il n'y a pas de raffinerie soumise au règlement dans les autres régions.

Des rejets annuels effectués par les nouvelles raffineries en 1987, seuls les rejets de sulfures provenant de la Newfoundland étaient supérieurs aux quantités autorisées. En moyenne, 65 % des épreuves exigées par le règlement ont fait l'objet de rapports en 1987. Trois raffineries sont responsables de la faible moyenne nationale à cet égard : la raffinerie Shell de Scotford n'a présenté des rapports que pour 20 % des épreuves exigées, Esso d'Edmonton ne l'a fait que pour 54 % des épreuves et la Newfoundland Energy Ltd. que pour 68 % des épreuves.

Rejets nets en 1987. Bien que le règlement et les directives du gouvernement fédéral limitent les rejets de plusieurs contaminants en fonction de la production, il serait utile d'évaluer les rejets nets, en kg par jour, pour avoir une meilleure idée des quantités rejetées dans l'environnement par l'industrie du raffinage du pétrole. Le tableau 11 donne les charges totales nettes de polluants rejetées en 1987 dans les différents cours d'eau récepteurs. Le fleuve Saint-Laurent a reçu la charge nette de contaminants de loin la plus élevée comparativement aux autres cours d'eau récepteurs. Cela est dû en grande partie au nombre élevé de raffineries qui y rejettent leurs effluents.

Le tableau 12 montre les rejets nets à l'échelle nationale pour les paramètres visés par le règlement, de 1972 à 1987. Comme on peut le constater, il y a eu une tendance générale à la baisse. Depuis 1972, les rejets ont été réduits pour tous les

TABLEAU 11 CHARGES NETTES DE POLLUANTS REJETÉS DANS CHAQUE COURS D'EAU RÉCEPTEUR (1987)

Eaux réceptrices	Charges nettes (kg/d)*				
	Huiles et graisses	Matières en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammoniacal
Port de Halifax, Dartmouth (N.-É.)	81	428	10	0	34
Rivière Little, Saint-Jean (N.-B.)	146	419	3	2	70
Baie de Placentia, Come By Chance (T.-N.)	31	213	1	2	54
Fleuve Saint-Laurent, Montréal (Québec)	398	1 596	14	12	205
Rivière St. Clair, Sarnia (Ont.)	119	372	0,8	-16	60
Lac Ontario, Mississauga (Ont.)	54	253	0,3	3	45
Lac Érié, Nanticoke (Ont.)	7	-30	0	-0,02	0,5
Rivière Saskatchewan Nord, Edmonton (Alb.)	88	281	0,4	0,6	10
Fleuve Mackenzie, Norman Wells (T. N.-O.)	14	61	0,06	0,08	1
Rivière Red Deer, Bowden (Alb.)**	0	0	0	0	0
Lac McDonald, Balzac (Alb.)***	0,2	7	0,03	-	-
Burrard Inlet (C.-B.)	61	209	2	0,2	25
Rivière de la Paix, Taylor (C.-B.)	3	65	0,3	0,8	1
Traitement hors de la raffinerie****	108	400	39	2	217

* Les charges nettes représentent des moyennes annuelles.
** Pas d'effluent rejeté en 1987.
*** Rejets d'eaux pluviales seulement.
**** Le traitement à l'extérieur des installations comprend les égouts municipaux de Moose Jaw, de Regina, du district régional de Vancouver, ainsi que le système de traitement de la Prince George Pulp and Paper Company.

paramètres. Les réductions vont de 81 % pour les matières en suspension à 99,5 % pour les sulfures. Si l'on compare les rejets de 1987 à ceux de 1983, on constate des réductions allant de 21 % pour les phénols à 67 % pour les sulfures.

On trouvera au tableau 13 une ventilation par région des rejets nets pour chaque contaminant ainsi que les niveaux de production pour 1987. Si l'on compare le

TABLEAU 12 RÉSUMÉ DES QUANTITÉS TOTALES NETTES DE REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE - PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS

Paramètre	Rejets (kg/d)						% de diminution depuis*	
	1972	1975	1977	1980	1983	1987	1972	1983
Huiles et graisses	8 300	9 000	6 000	2 980	1 923	1 080	87	44
Matières en suspension	20 900	15 900	15 900	7 175	5 134	4 039	81	22
Phénols	1 800	900	900	200	97	77	96	21
Sulfures	4 600	3 400	900	50	63**	21**	99,5	67
Azote ammoniacal	10 900	6 700	3 500	1 533	1 203	726	93	40
Taux de référence de brut* (1 000 m3/d)	270	320	320	320	256	248	8	3

* Comparativement aux données de 1987.
** Ne comprend pas les valeurs négatives de l'Ontario.

pourcentage de la contribution de chaque région aux rejets nationaux avec le pourcentage de sa contribution à la production nationale, on constate que les régions de l'Atlantique et du Québec contribuent plus à la charge nette qu'à la production pour tous les paramètres; que l'Ontario contribue moins à la charge nette qu'à la production pour tous les paramètres; que la région de l'Ouest et du Nord a une contribution plus élevée pour les phénols et l'azote ammoniacal; et que la région du Pacifique et du Yukon contribue presque autant à la charge nette qu'à la production pour tous les paramètres. Comme le montre le tableau 14, la région de l'Atlantique a connu une augmentation de ses rejets nets pour tous les paramètres à l'exception de l'azote ammoniacal, comparativement à 1983. C'est une augmentation de 51 % de la production qui explique en majeure partie la hausse des rejets nets dans cette région. La région du Québec a connu une réduction des rejets nets pour la plupart des paramètres à l'exception des sulfures. La région de l'Ontario a réduit ses rejets nets pour tous les paramètres; les rejets de sulfures n'ont pas été comparés étant donné que leur valeur était négative pour les deux années étudiées. Que ce soit en Ontario ou au Québec, la réduction des rejets nets est beaucoup plus importante que la baisse de production, ce qui reflète, de manière générale, une meilleure performance de ces régions entre 1983 et 1987. La région de l'Ouest et du Nord a réduit la plupart de ses rejets nets bien que sa production ait augmenté de 11 %. Cependant, ses

TABLEAU 13 POURCENTAGE DE LA PRODUCTION ET DES REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE (1987)

	Pourcentage à l'échelle nationale				
	Région de l'Atlantique	Région du Québec	Région de l'Ontario	Région de l'Ouest et du Nord	Région du Pacifique et du Yukon
Production (%)	16,5	17,7	31,2	25,1	9,5
Rejets (%)					
Huiles et graisses	24,5	37,0	15,8	12,9	9,8
Matières en suspension	24,9	39,5	14,2	12,2	9,2
Phénols	21,2	18,9	1,0	48,7	10,2
Sulfures	19,6	59,0	0	9,0	12,4
Azote ammoniacal	17,4	28,2	14,9	31,7	7,8

TABLEAU 14 POURCENTAGE DE DIMINUTION DES REJETS NETS ET DE LA PRODUCTION ENTRE 1983 ET 1987

	Pourcentage de diminution par région					
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest et Nord	Pacifique et Yukon	Canada
Taux de référence de brut	-51	32	8	-11	7	3
Huiles et graisses	-7	65	42	-12	-3	44
Matières en suspension	-34	39	43	10	-38	22
Phénols	-55	64	82	-51	54	21
Sulfures	-372*	-47	**	96	35	67
Azote ammoniacal	22	54	32	37	21	40

* surtout la Newfoundland Energy Ltd.
** résultat net négatif en 1983 et en 1987

rejets nets d'huiles et de graisses, de même que de phénols, ont augmenté. Dans le cas des huiles et des graisses, la hausse des rejets nets est du même ordre que l'augmentation de la production. En ce qui a trait aux phénols, l'augmentation ne reflète pas nécessairement une mauvaise performance de cette région, étant donné les très faibles quantités rejetées en 1983. La région du Pacifique et du Yukon a accru la plupart de ses rejets nets bien que la production ait chuté de 11 %. Malgré ces augmentations, tous les rejets nets effectués en 1987 dans chaque région sont demeurés inférieurs aux quantités autorisées.

3.4.2 Évaluation de la région de l'Atlantique. Trois raffineries de la région de l'Atlantique ont le statut de raffinerie "existante" et sont soumises aux directives. De plus, il y a une nouvelle raffinerie dans la région, la Newfoundland Energy Ltd. qui a d'abord vu le jour en décembre 1973 et qui doit se soumettre aux limites plus sévères du règlement. Cette raffinerie a été fermée pendant onze ans à partir de mars 1976 pour rouvrir ses portes en juin 1987. On trouvera la performance de chacune des raffineries de la région à l'annexe B.

En 1987, la région s'est conformée aux quantités mensuelles 96 % du temps. Texaco et Irving ont respecté intégralement toutes les limites mensuelles; Esso s'est conformée aux quantités mensuelles 92 % du temps et Come By Chance a fait de même 70 % du temps. Le tableau 9 donne la performance globale de chaque raffinerie. Comme le montre le tableau B-2 (annexe B), la moitié des rejets supérieurs aux quantités mensuelles dépassaient les limites par moins de 25 %, et tous sauf un les dépassaient par moins de 100 %. Les limites quotidiennes n'ont été dépassées que très rarement (conformité plus de 99 % du temps). Toutes les limites pour les huiles et les graisses ont toujours été respectées; le pH était en deçà des limites plus de 99 % du temps; la toxicité respectait la limite 89 % du temps; les rejets d'azote ammoniacal respectaient entièrement les quantités mensuelles et les limites quotidiennes; et dans le cas des trois autres paramètres, les quantités mensuelles étaient respectées au moins 87 % du temps.

Le pourcentage du temps de conformité de la région en ce qui a trait aux quantités mensuelles est passé de 96 % en 1983 à 95 % en 1985 pour revenir à 96 % en 1987. La situation en 1987 était la même qui prévalait en 1983.

Les figures 11 à 15 montrent les rejets annuels de la région pour chaque paramètre de 1972 à 1987. En 1987, la performance s'est améliorée par rapport à 1983. Trois paramètres ont connu des réductions de 11 à 48 %. Les rejets de phénols sont demeurés au même point. Les rejets de sulfures ont plus que triplé; cependant, il est

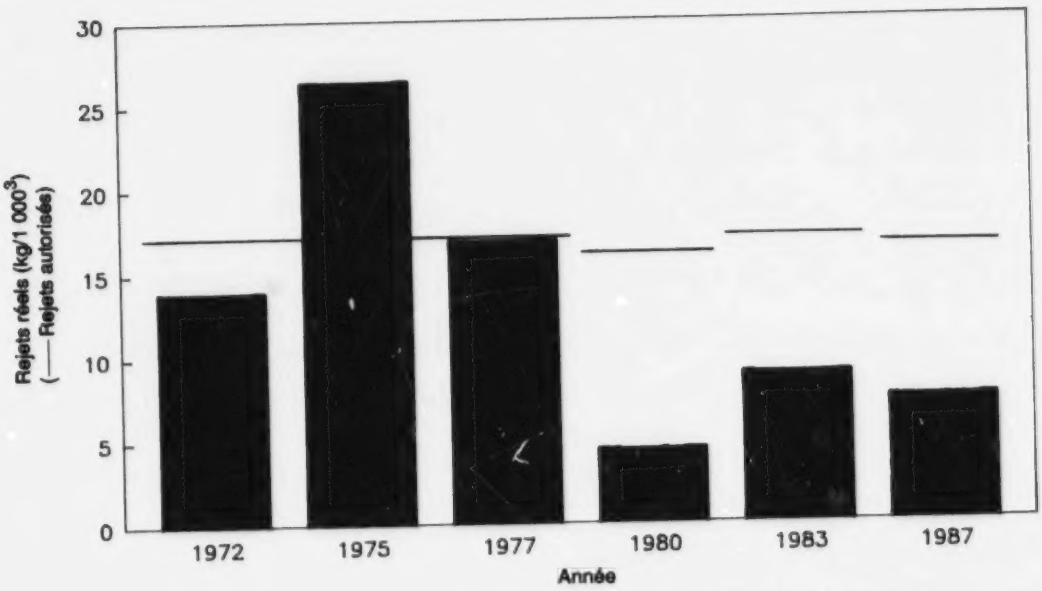


FIGURE 11 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)

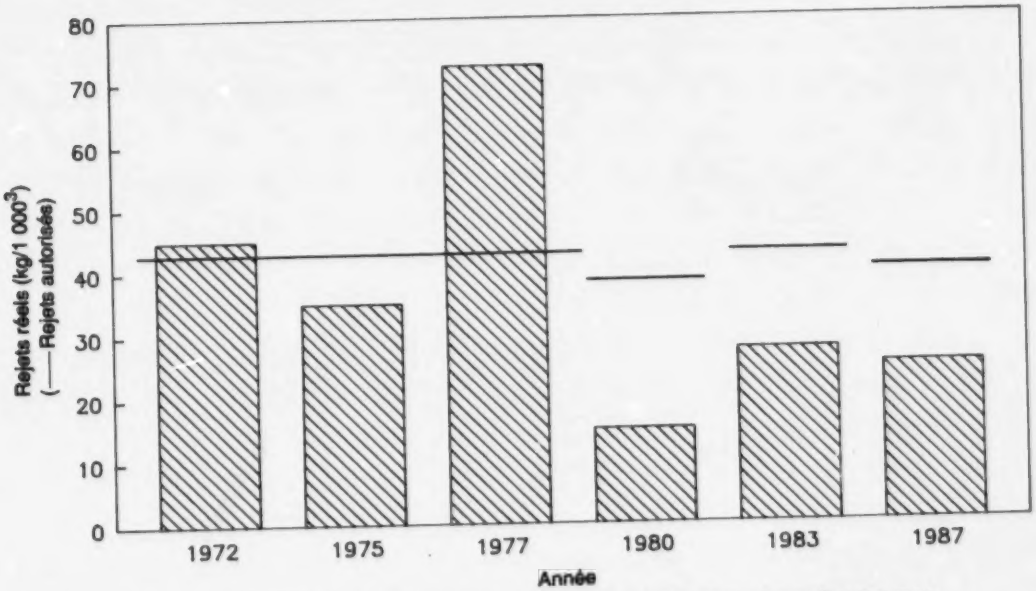


FIGURE 12 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)

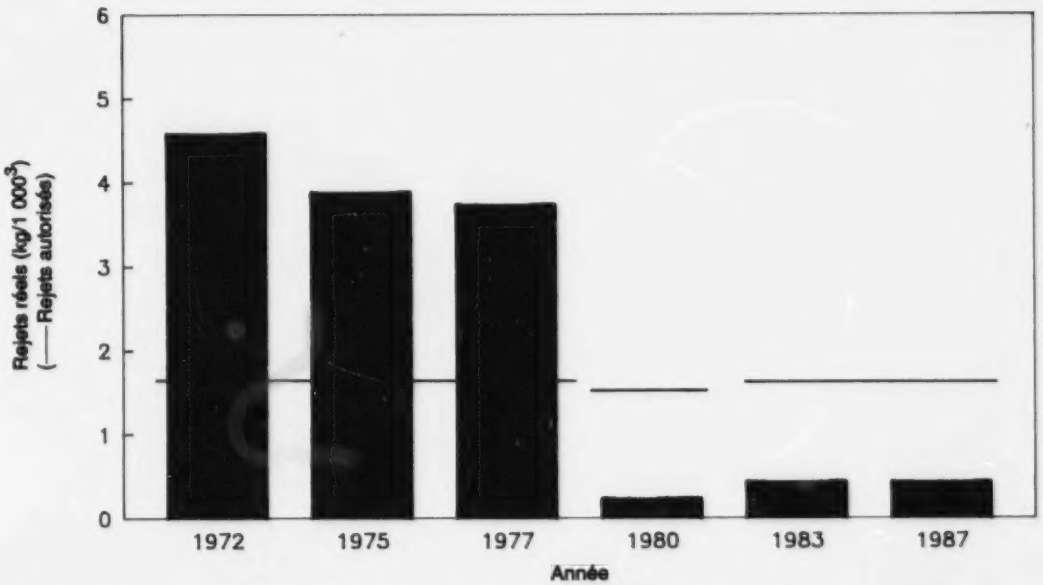


FIGURE 13 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Atlantique -1972 à 1987)

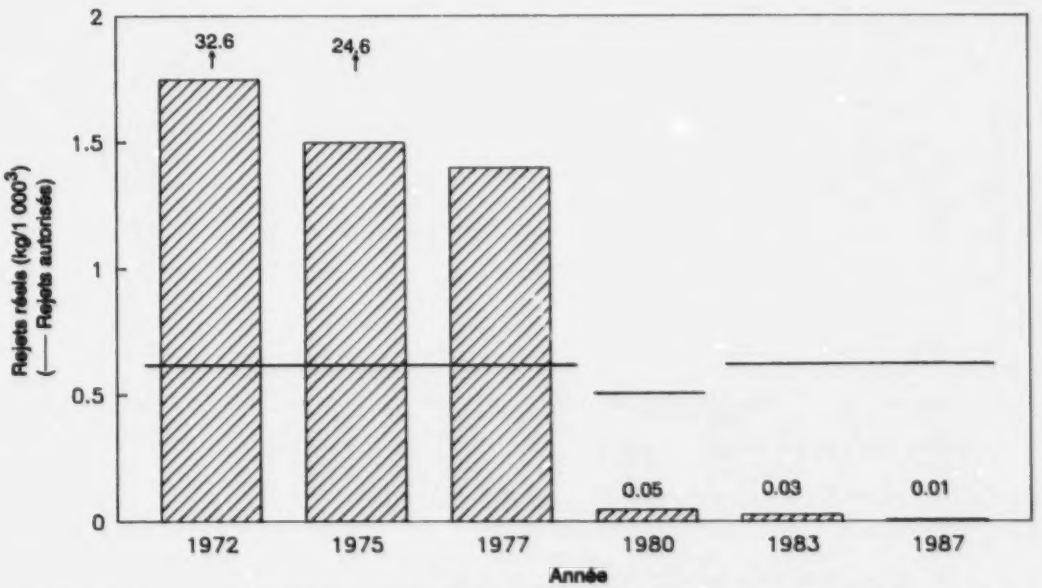


FIGURE 14 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Atlantique -1972 à 1987)

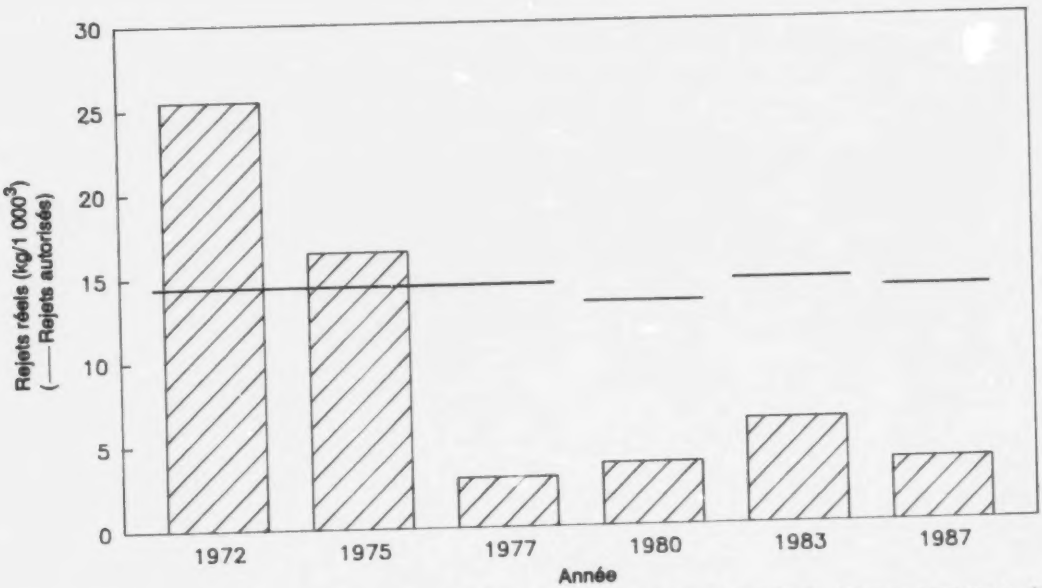


FIGURE 15 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Atlantique - 1972 à 1987)

important de signaler que tous les rejets réels depuis 1980 ont été bien inférieurs aux limites permises, si bien que ces statistiques nous portent peut-être plus à louanger les réalisations des années 1980 qu'à critiquer la performance de 1987.

Les figures 16 à 20 établissent une comparaison des rejets moyens de chaque raffinerie en 1987 pour tous les paramètres. Les rejets de toutes les raffineries étaient inférieurs aux rejets autorisés. La raffinerie Esso de Dartmouth a eu les rejets les plus élevés de matières en suspension et de phénols, et les plus faibles rejets de sulfures; la raffinerie Irving de Saint-Jean a eu les rejets les plus élevés d'huiles et de graisses; la Texaco de Dartmouth a eu la meilleure performance globale; et Come By Chance a eu les rejets les plus élevés d'ammoniac et de sulfures, et les plus faibles rejets de phénols.

De tous les rapports d'épreuve exigés, 3 % n'ont pas été présentés en 1987. La production a augmenté de 50 % comparativement à 1983. Cette augmentation n'est pas seulement attribuable à la réouverture de Come By Chance, mais aussi à une augmentation de la production dans les trois autres raffineries. Le tableau 15 illustre la performance de chaque raffinerie de la région en donnant les chiffres de 1987 pour chaque paramètre.

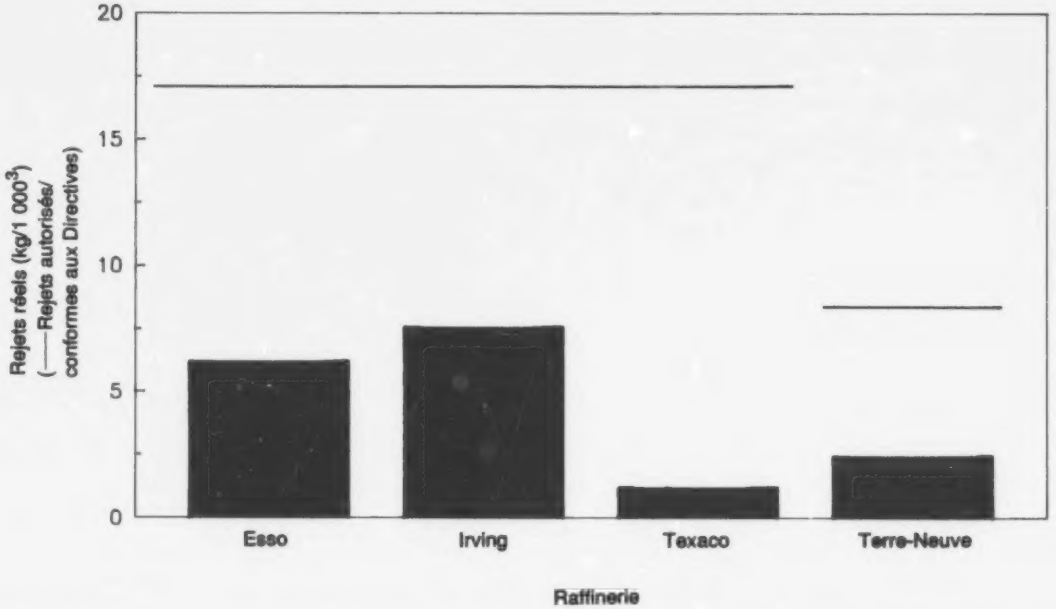


FIGURE 16 QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)

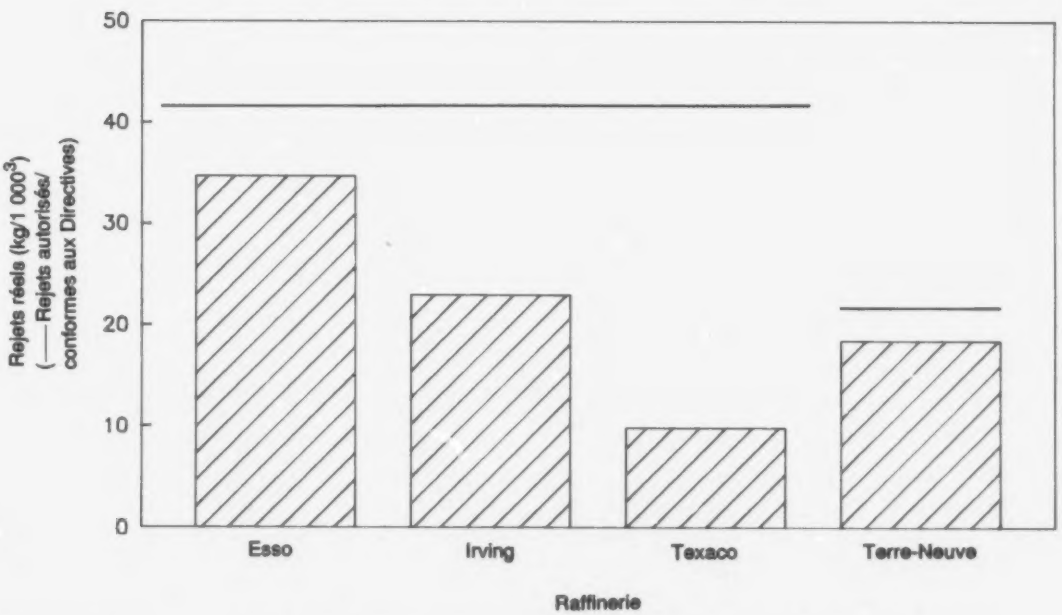


FIGURE 17 QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)

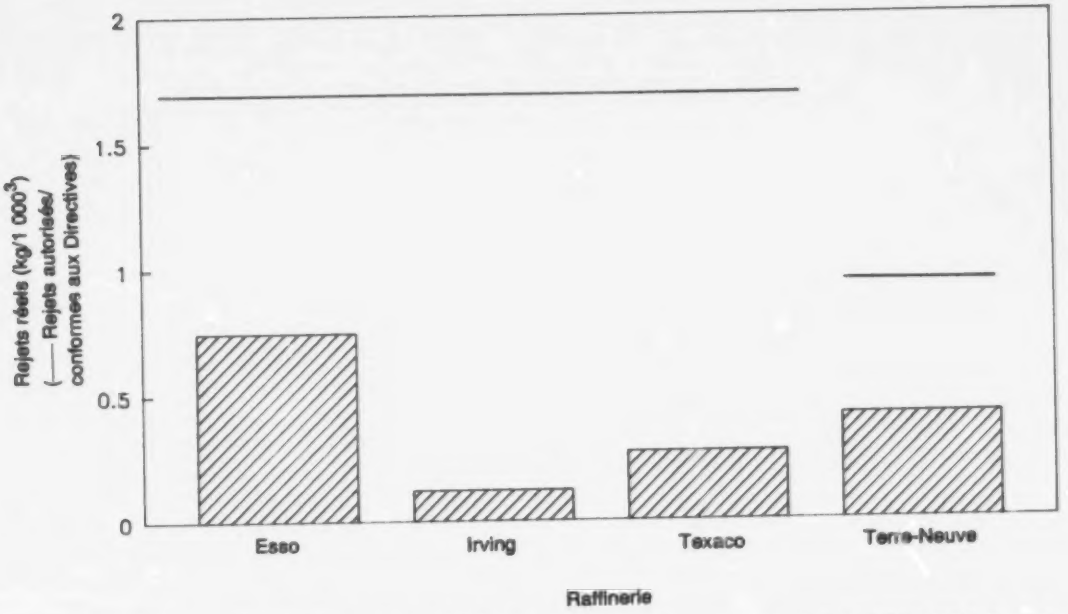


FIGURE 18 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)

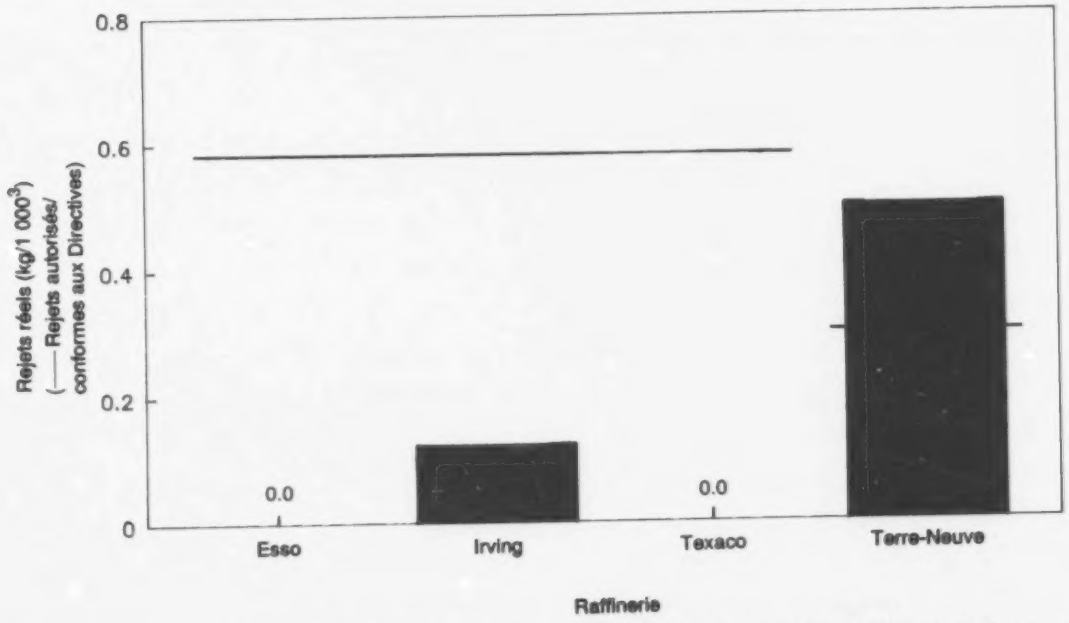


FIGURE 19 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1987)

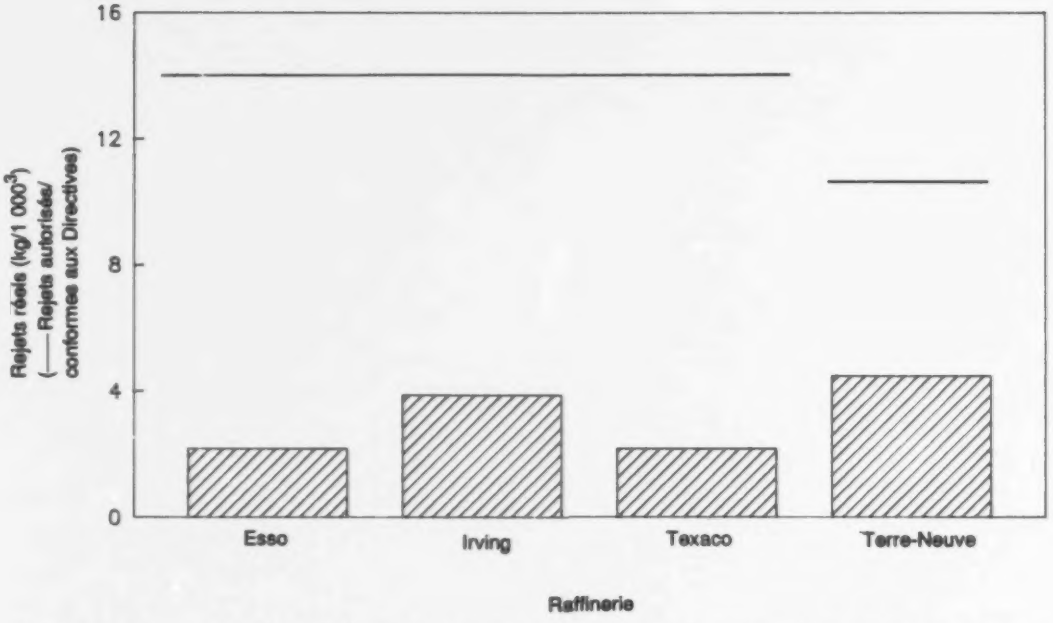


FIGURE 20 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE
(Région de l'Atlantique - 1987)

Esso Petroleum - Dartmouth (N.-É.) La raffinerie Esso possède un système de traitement secondaire (boues activées) et rejette ses effluents dans le port de Halifax.

En 1987, la raffinerie Esso se conformait aux directives fédérales en ce qui a trait aux huiles et aux graisses, aux sulfures et à l'azote ammoniacal. De nombreux rejets de matières en suspension et de phénols ont dépassé les limites prescrites dans les directives. Le niveau du pH a également été dépassé.

Esso a respecté les quantités mensuelles 92 % du temps et les limites quotidiennes plus de 99 % du temps. Plus de la moitié des rejets supérieurs aux quantités mensuelles dépassaient la limite par moins de 50 %, tandis que les autres la dépassaient de 50 à 100 %. Les rejets annuels moyens en 1987 étaient tous inférieurs aux limites fixées dans les directives. De tous les rapports d'épreuve exigés, un seul n'a pas été présenté.

La performance d'Esso s'est légèrement détériorée par rapport à 1983; le nombre d'écarts s'est accru pour ce qui est des matières en suspension, des phénols, du pH et de la toxicité.

TABLEAU 15 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS
(Région de l'Atlantique - 1987)

	Pourcentage du temps en infraction																
	Huiles et graisses			Matières en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso Petroleum (Dartmouth)	0	0	0	33	0	4,5	8,3	1,3	1,3	0	0	0	0	0	0	0,6	8,3
Irving (Saint-Jean)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Texaco (Dartmouth)	0	0	0	0	0	1,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0
Newfoundland Energy Ltd. (Come By Chance)	0	0	0	50	12,8	15,4	0	0	0	100	15,8	2,6	0	0	2,6	NR	NR

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; NR : non rapportée.

Irving - Saint-Jean (N.-B.) Irving, la plus importante raffinerie de la région de l'Atlantique, utilise un système de traitement secondaire qui fait appel au procédé des boues activées. L'effluent traité est rejeté dans la rivière Little (qui se jette dans le port de Saint-Jean).

En 1987, Irving s'est conformée aux limites permises par les directives pour ce qui est des huiles et des graisses, des matières en suspension, des phénols, des sulfures, de l'azote ammoniacal et du pH. Par ailleurs, il y a eu trois écarts en matière de toxicité.

Règle générale, Irving s'est très bien comportée en 1987 en se conformant totalement aux quantités mensuelles et quotidiennes permises, et en se conformant plus de 99 % du temps aux quantités maximales prescrites. Les rejets annuels moyens étaient tous en deçà des limites. Tous les rapports d'épreuve exigés, sauf un seul, ont été présentés.

En 1987, Irving a amélioré sa performance par rapport à 1983. La raffinerie a réduit ses rejets d'huiles et de graisses, de matières en suspension et d'ammoniac. Les rejets de phénols et de sulfures ont augmenté, mais les quantités rejetées étaient tout de même bien en deçà des limites fixées dans les directives.

Texaco - Dartmouth (N.-É.) Texaco traite ses effluents à l'aide d'un système biologique aux boues activées et les rejette dans le port de Halifax (dans l'Eastern Passage).

Cette entreprise est soumise aux directives et elle a eu une excellente performance en 1987. Elle s'est entièrement conformée aux limites mensuelles et quotidiennes et elle a respecté les quantités maximales plus de 99,9 % du temps. Il y a eu deux écarts relativement aux matières en suspension et un seul en ce qui a trait au pH en 1987, comparativement à aucun écart en 1983.

Seulement 95 % des rapports d'épreuve exigés ont été présentés et tous les rejets étaient inférieurs aux limites prescrites dans les directives.

Newfoundland Energy Ltd. - Come By Chance (T.-N.) La raffinerie de Come By Chance a d'abord ouvert ses portes en décembre 1973 et était soumise au règlement fédéral. En mars 1976, la raffinerie a cessé ses activités pour rouvrir 11 ans plus tard en juin 1987. Cependant, entre juin et décembre 1987, plusieurs incendies ont occasionné des fermetures temporaires, si bien que les rejets n'ont commencé qu'en novembre 1987. La raffinerie utilise un système de traitement secondaire (boues activées) et rejette ses effluents dans la baie de Placentia.

Come By Chance s'est conformée aux quantités mensuelles 70 % du temps, aux quantités quotidiennes 94 % du temps et aux quantités maximales quotidiennes 96 % du temps. Les infractions avaient surtout trait aux matières en suspension et aux sulfures. Il y a eu une infraction à la quantité maximale quotidienne pour ce qui est de l'azote ammoniacal. Deux des trois infractions aux quantités mensuelles dépassaient la limite par moins de 25 % et aucune ne dépassait la limite par plus de 200 %. La raffinerie a présenté 68 % des rapports d'épreuve exigés, mais aucun des rapports d'épreuve sur le pH et la toxicité. Les rejets annuels moyens étaient tous inférieurs aux quantités autorisées sauf en ce qui a trait aux sulfures. La plupart des infractions sont attribuables à la période de rodage du procédé. On s'attend, pour l'année suivante, à une amélioration de la performance et à ce que tous les rapports d'épreuve soient produits.

3.4.3 Évaluation de la région du Québec. En 1987, il y avait trois raffineries en activité au Québec. Toutes ont le statut de raffinerie "existante" et sont soumises aux directives. Shell et Petro-Canada traitaient, en plus de leurs propres effluents, ceux d'une usine pétrochimique voisine. On trouvera à l'annexe B une description de la performance de chaque raffinerie.

Dans certains cas, on avait attribué des autorisations excessives de rejets à certaines raffineries parce que celles-ci n'avaient pas déclaré un taux de référence de brut (TRB) révisé alors que leur taux moyen de brut par jour de fonctionnement effectif (durant deux mois consécutifs) atteignait moins de 85 % de leur dernier TRB officiel. Ces raffineries devraient déclarer à l'avenir un TRB révisé s'il y a lieu.

La performance de 1987 était conforme aux quantités mensuelles 91 % du temps. Shell avait le pourcentage de conformité le plus faible avec 83 %. Petro-Canada et Ultramar étaient en conformité 93 % et 97 % du temps respectivement. Comme le montre le tableau B-3 (annexe B), 75 % des rejets supérieurs aux quantités mensuelles dépassaient la limite par moins de 50 % et presque tous la dépassaient par moins de 200 %. Quant aux limites quotidiennes, elles étaient respectées plus de 98 % du temps. Les paramètres les plus souvent dépassés étaient les matières en suspension (quantités mensuelles dépassées 22 % du temps, surtout par la Shell), les huiles et les graisses (8 % du temps) et, à un degré moindre, les phénols, les sulfures, l'azote ammoniacal et le pH.

La performance globale de la région s'est améliorée depuis 1983. Le pourcentage du temps de conformité en ce qui a trait aux quantités mensuelles y est passé de 79 % en 1983 à 91 % en 1987.

Les figures 21 à 25 permettent d'analyser la tendance des rejets annuels de la région entre 1972 et 1987. En 1987, la performance de la région s'est améliorée par rapport à 1983, avec une diminution des rejets de quatre paramètres (huiles et graisses, matières en suspension, phénols et azote ammoniacal). Les quantités de sulfures rejetés ont augmenté de 115 %. Néanmoins, la performance générale s'est améliorée et les rejets pour tous les paramètres étaient manifestement inférieurs aux limites.

Les figures 26 à 30 présentent les quantités rejetées en 1987 par chacune des raffineries de la région. Les rejets de toutes les raffineries étaient inférieurs aux limites pour ce qui est des huiles et des graisses, des phénols et de l'azote ammoniacal. Les rejets les plus élevés d'huiles et de graisses provenaient de la raffinerie Petro-Canada et les plus faibles provenaient d'Ultramar; en ce qui a trait aux matières en suspension, Shell avait les rejets les plus élevés et Ultramar les plus faibles; pour ce qui est des phénols, Petro-Canada avait les rejets les plus élevés et Shell les plus faibles; dans le cas des sulfures, Ultramar avait les rejets les plus élevés et Petro-Canada les plus faibles; et pour ce qui est de l'azote ammoniacal, Petro-Canada avait les rejets les plus élevés et Ultramar les plus faibles. La limite fixée par les directives pour les matières en suspension n'a été dépassée que par une seule raffinerie, la Shell. Quant aux sulfures, la limite prescrite par les directives a été légèrement dépassée par Ultramar.

Plus de 98 % des rapports d'épreuve exigés dans la région ont été présentés. La production de 1987 avait diminué de 32 % par rapport à 1983. Cette diminution était surtout due à la fermeture de certaines raffineries. Le tableau 16 illustre la performance de chaque raffinerie de la région en donnant les chiffres de 1987 pour chaque paramètre.

Petro-Canada - Pointe-aux-Trembles. Cette raffinerie de Petro-Canada possède un système de traitement secondaire constitué de lits bactériens et d'un étang de finition (polissage). L'effluent combiné traité (provenant de la raffinerie et d'une usine pétrochimique adjacente) est rejeté dans le fleuve Saint-Laurent.

La raffinerie Petro-Canada est soumise aux directives. En 1987, la raffinerie a éprouvé des problèmes, surtout avec l'azote ammoniacal, mais aussi avec des rejets excessifs d'huiles et de graisses. De plus, elle a échoué à une épreuve de toxicité. Pour ce qui est des autres paramètres (matières en suspension, phénols, sulfures et pH), les rejets étaient tous conformes. Les quantités mensuelles pour les huiles et les graisses et l'azote ammoniacal ont toutes deux été dépassées 2 fois sur 12. Les quantités quotidiennes ont également été dépassées pour ces deux paramètres, tandis que la quantité maximale quotidienne d'azote ammmoniacal a elle aussi été dépassée. Ces

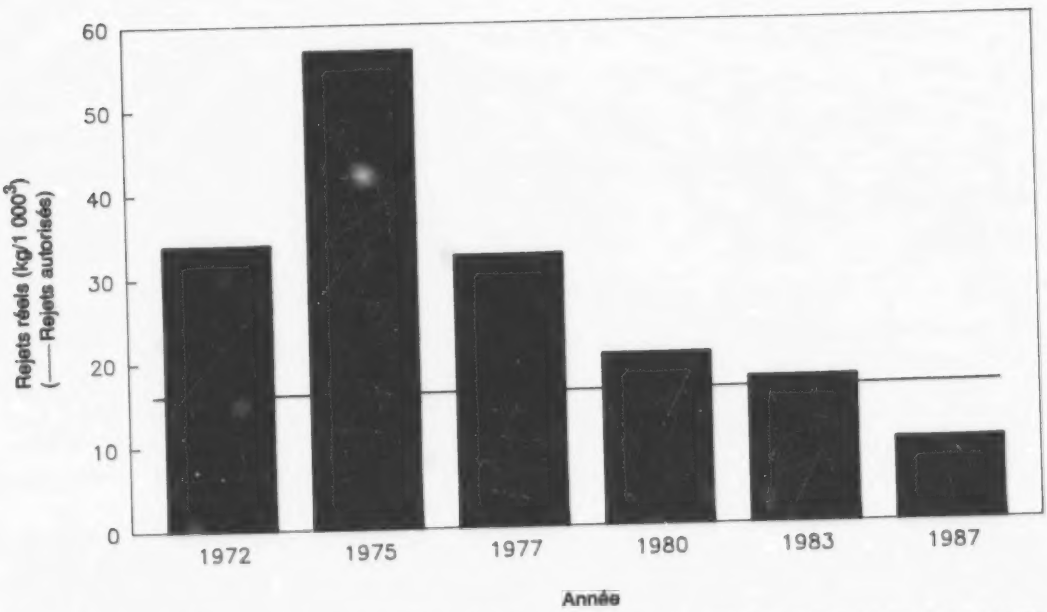


FIGURE 21 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région du Québec - 1972 à 1987)

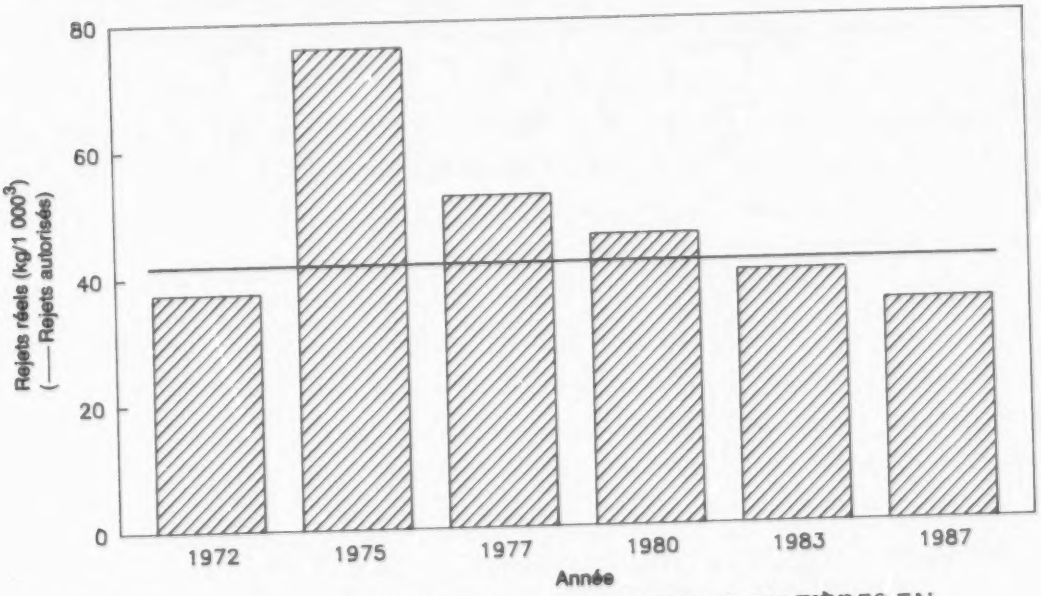


FIGURE 22 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région du Québec - 1972 à 1987)

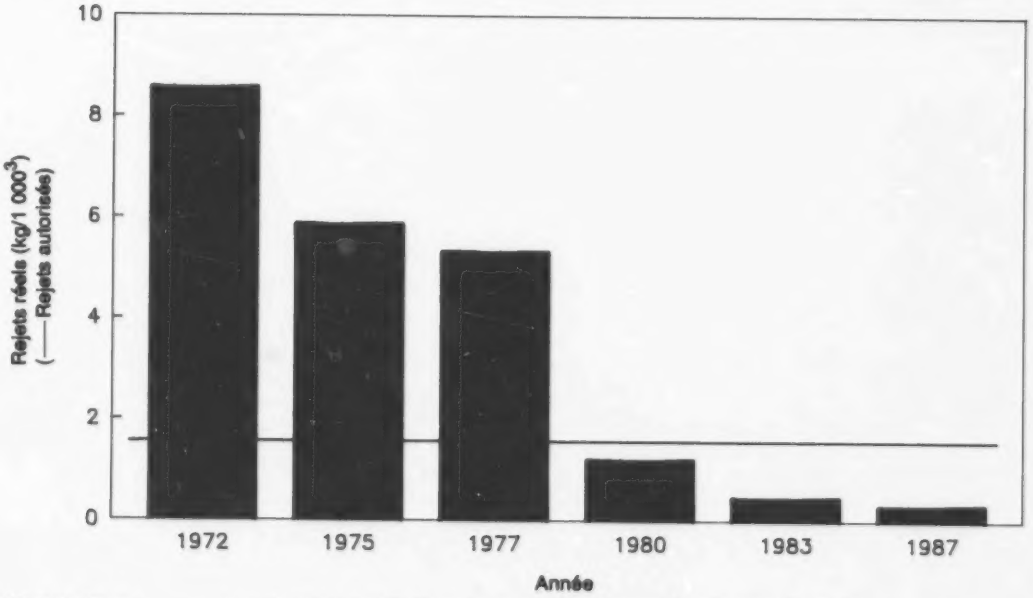


FIGURE 23 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS
(Région du Québec - 1972 à 1987)

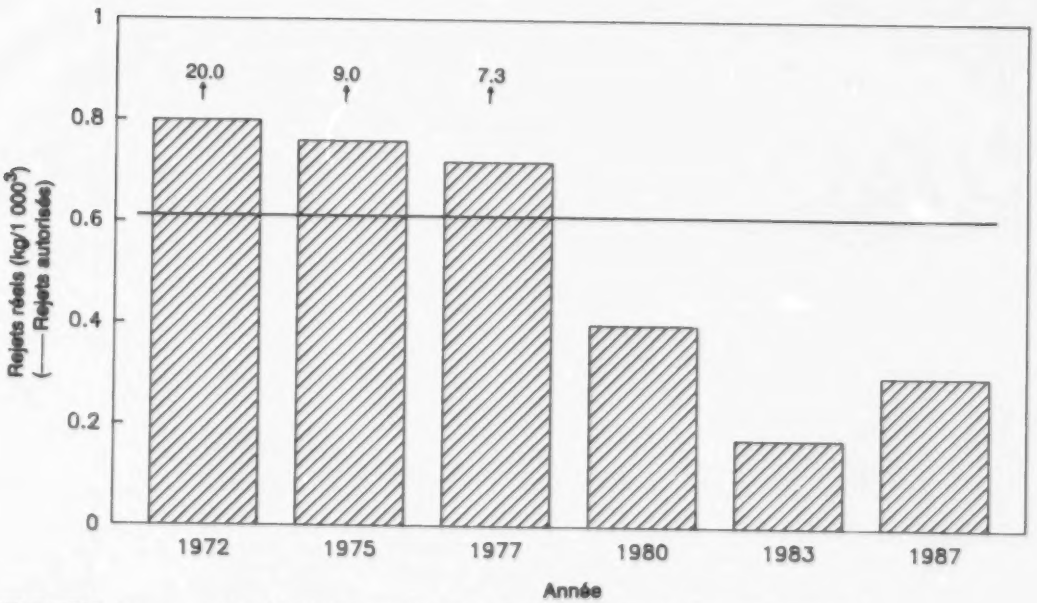


FIGURE 24 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES
(Région du Québec - 1972 à 1987)

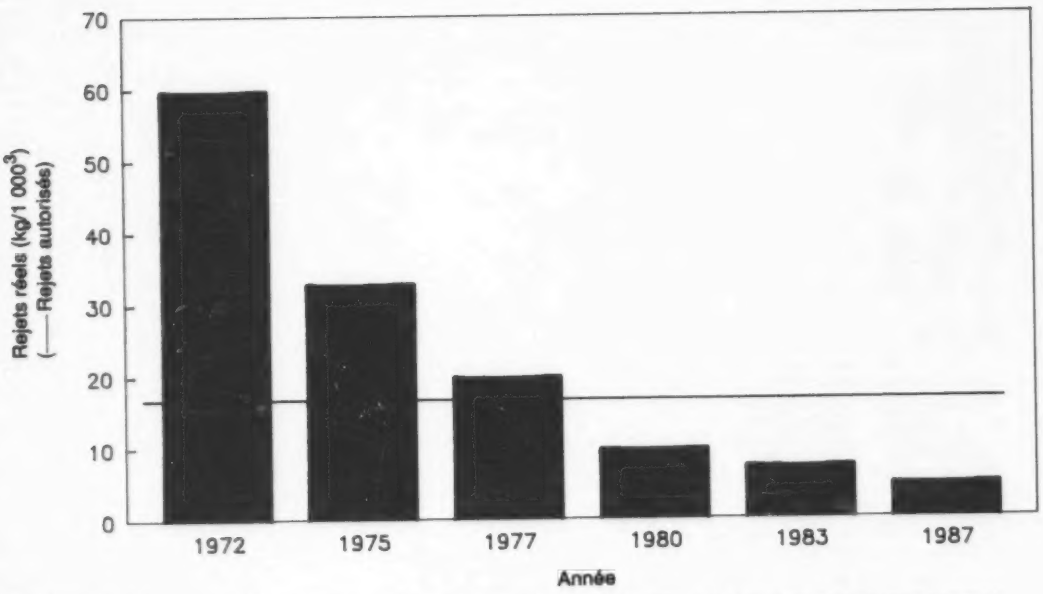


FIGURE 25 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL
(Région du Québec - 1972 à 1987)

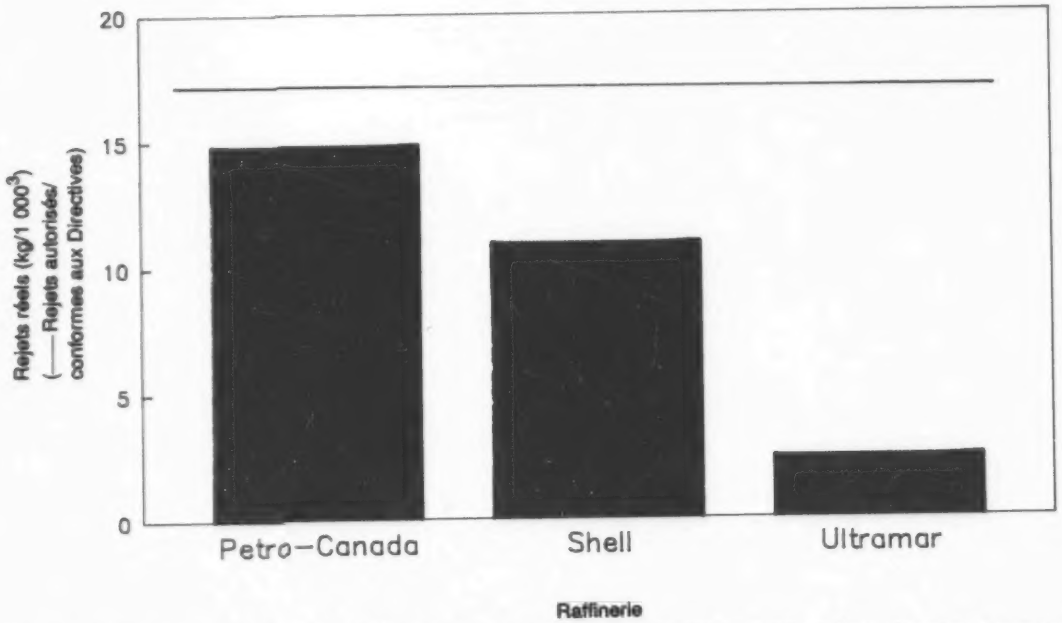


FIGURE 26 QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE
(Région du Québec - 1987)

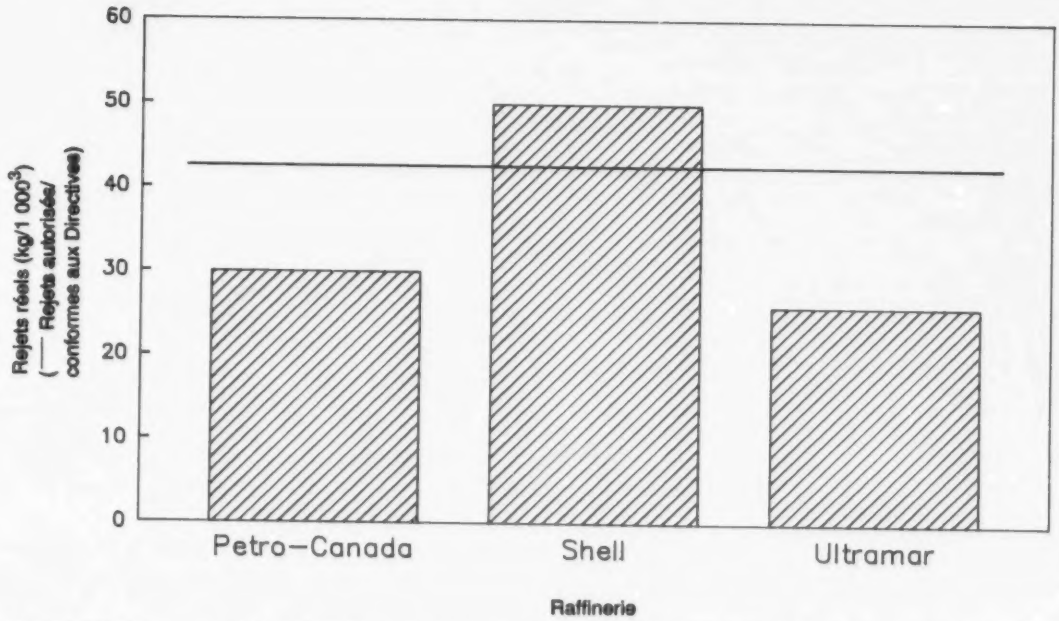


FIGURE 27 QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1987)

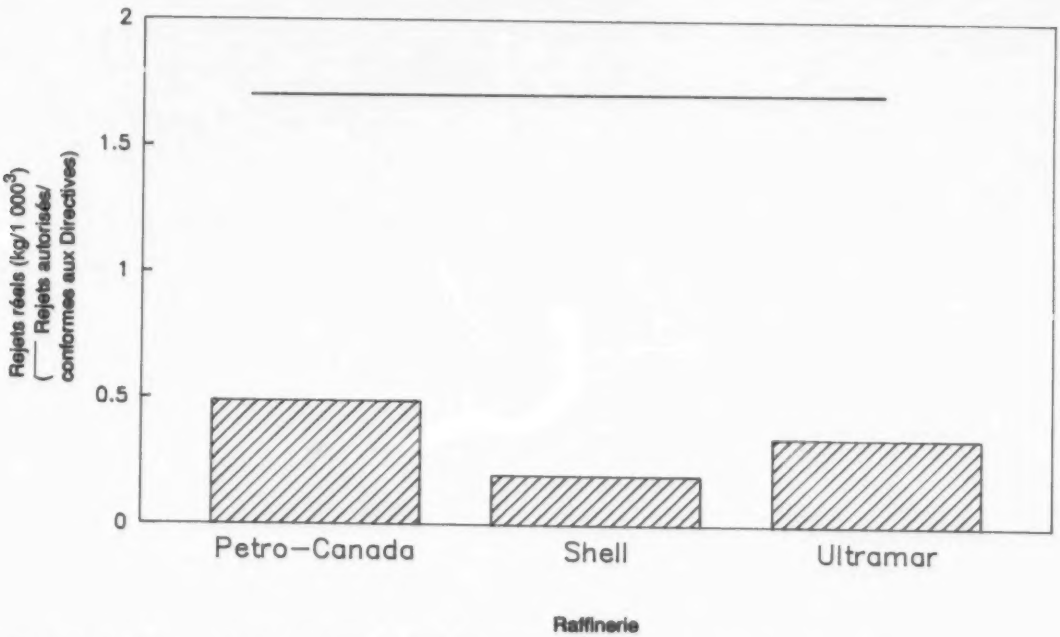


FIGURE 28 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Québec -1987)

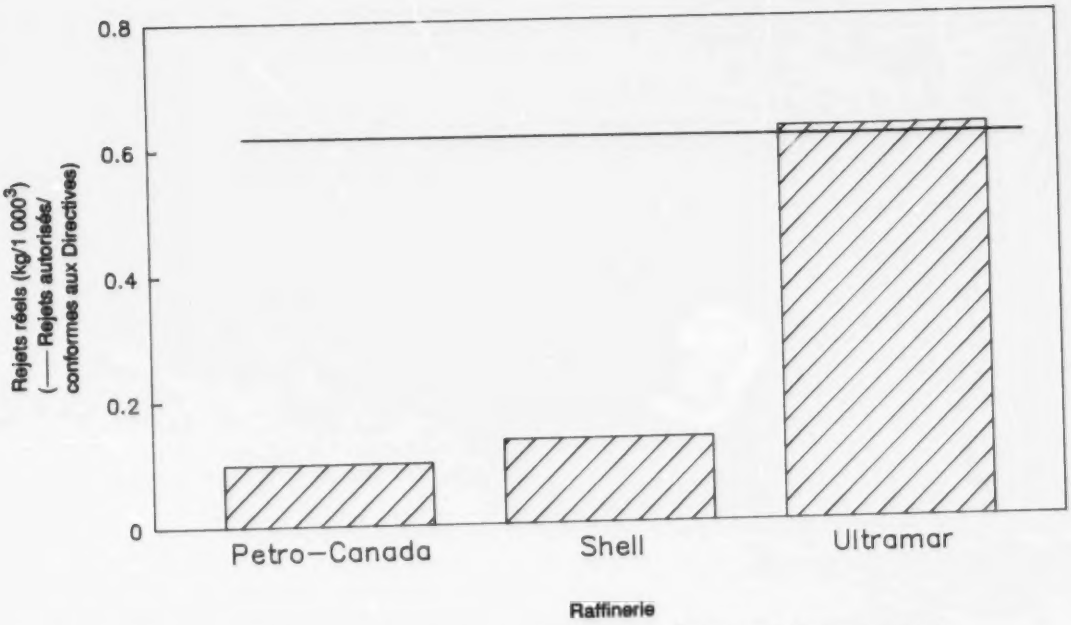


FIGURE 29 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région du Québec -1987)

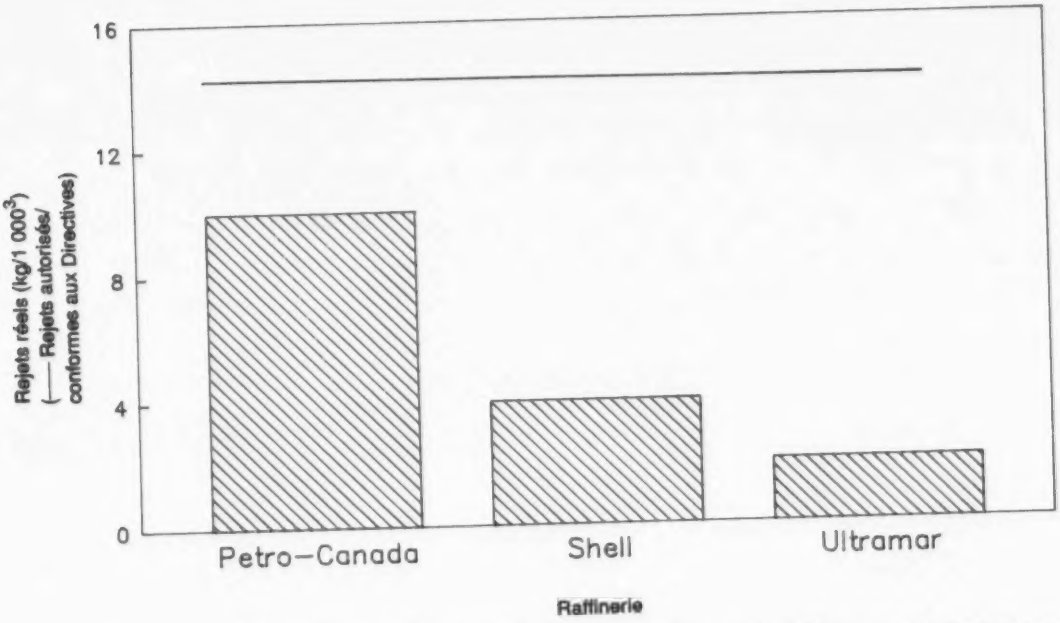


FIGURE 30 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE
(Région du Québec - 1987)

TABLEAU 16 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région du Québec - 1987)

	Pourcentage du temps en infraction																
	Huiles et graisses			Matières en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Petro-Canada (Pointe-aux-Trembles)	16,7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7	7,9	7,9	0	8,3
Shell (Montréal)	8,3	0	1,9	66,7	14,8	11	0	0	0,7	8,3	0,7	1,3	0	2	2	0,3	0
Ultramar (Saint-Romuald)	0	0	0	0	0,7	2	8,3	0,7	2	8,3	0	0,7	0	0	0	2,5	0

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; NR : non rapportée.

importants rejets d'azote ammoniacal ont été attribués à des problèmes de surcharge occasionnés par le procédé CANMET. La capacité de traitement de l'épuiseur n'a pas été améliorée suffisamment pour répondre à la demande et éliminer les surcharges de gaz acide provenant du procédé CANMET. Bien qu'il y ait eu certains écarts relativement aux huiles et aux graisses, il y a eu beaucoup d'amélioration par rapport à 1983. En 1986, l'entreprise a installé un système permanent d'injection de polyélectrolytes destiné au traitement primaire.

La performance globale de Petro-Canada en 1987 a été conforme aux quantités mensuelles 93 % du temps et aux limites quotidiennes 98 % du temps. Les trois quarts des quantités mensuelles excédentaires dépassaient les limites par moins de 25 % , tandis que l'autre quart les dépassaient de 100 à 200 %. La moyenne annuelle des rejets pour tous les paramètres était inférieure aux limites prescrites par les directives. La plupart des rejets de 1987 étaient inférieurs à ceux de 1983 à l'exception des rejets d'azote ammoniacal qui ont augmenté de 74 %. Petro-Canada a présenté 98 % des rapports d'épreuve exigés.

Shell - Montréal. La raffinerie Shell exploite également des installations pétrochimiques. L'effluent combiné de la raffinerie et de l'usine de produits chimiques reçoit un traitement biologique (boues activées) avant d'être rejeté dans le Saint-Laurent.

La raffinerie Shell est soumise aux directives et ne s'est conformée qu'aux limites de toxicité en 1987. Les limites maximales quotidiennes ont été dépassées une fois en ce qui a trait au pH et aux phénols; pour tous les autres paramètres, un nombre important de rejets étaient supérieurs aux limites, particulièrement en ce qui touche les

matières en suspension. Shell a introduit un polyélectrolyte dans l'unité de flottation à l'air dissous pour favoriser la séparation des émulsions. Il en a résulté une réduction de plus de 70 % des écarts relatifs aux huiles et aux graisses par rapport à 1983. Ce sont les rejets de matières en suspension qui ont causé le plus d'inquiétude à la raffinerie, étant donné que les quantités mensuelles ont été dépassées 67 % du temps. Le problème était causé par les difficultés éprouvées pour éliminer les émulsions d'huile de l'unité de flottation aérée, difficultés qui ont nui au système de traitement biologique. La présence d'huile dans l'effluent empêchait les boues activées de former des flocs suffisamment importants qui auraient permis aux boues de se décanter et d'être recyclées. Les boues étaient plutôt évacuées du système, créant ainsi de grandes quantités de matières en suspension. Bien que l'entreprise soit parvenue à réduire le nombre d'écarts pour ce qui est des matières en suspension, il faut signaler que le nombre élevé d'écarts constitue un problème qui perdure depuis 1982. Tous les efforts pour corriger la situation ont été vains. L'entreprise devra mettre encore plus d'énergie pour résoudre le problème. La raffinerie a aussi dépassé les limites applicables aux phénols, aux sulfures et à l'azote ammoniacal. Ces rejets excédentaires étaient causés en partie par des déversements accidentels d'acide sulfurique et de soude caustique phénolique, ainsi que par un engorgement fréquent, voire chronique, de l'épuiseur de gaz acide.

En 1987, l'évaluation de Shell était la suivante : respect des quantités mensuelles 83 % du temps; respect des quantités quotidiennes 97 % du temps; et respect des quantités maximales quotidiennes 98 % du temps. Quatre-vingts pour cent des rejets supérieurs aux quantités mensuelles dépassaient la limite par moins de 50 %, tandis que les autres 20 % étaient de 50 à 100 % au-delà de la limite. La moyenne annuelle des rejets de matières en suspension était de beaucoup supérieure à la limite prévue par les directives, tandis que les rejets des autres paramètres étaient inférieurs à la limite. Shell a présenté 99 % des rapports d'épreuve exigés.

Ultramar - Saint-Romuald. Ultramar est soumise aux directives. Après l'installation d'une unité de craquage catalytique, la raffinerie a modernisé son système de traitement des eaux résiduaires en installant des étangs aérés. Le système a été mis en service à la fin de 1982. L'effluent traité est rejeté dans le fleuve Saint-Laurent.

La raffinerie Ultramar a déclaré s'être conformée aux limites relatives aux huiles et aux graisses, à l'azote ammoniacal et à la toxicité. La raffinerie a eu une très bonne performance en 1987. L'entreprise, qui avait éprouvé de graves problèmes avec les huiles et les graisses et l'azote ammoniacal en 1983, n'a fait aucun écart en 1987 quant à ces deux paramètres. On a rapporté deux écarts aux quantités mensuelles en ce qui a

trait aux phénols et aux sulfures. L'effluent a aussi dépassé les limites quotidiennes et/ou les limites maximales quotidiennes pour ce qui est des matières en suspension, des phénols, des sulfures et du pH. Les écarts étaient surtout causés par des problèmes mineurs tels que l'utilisation de soude caustique recyclée au lieu de soude neuve, et le bris du système d'injection d'acide sulfurique.

En 1987, Ultramar s'est conformée aux quantités mensuelles 97 % du temps, aux quantités quotidiennes plus de 99 % du temps et aux quantités maximales quotidiennes 99 % du temps. Une quantité mensuelle a dépassé la limite par moins de 50 %, tandis que l'écart dans le cas des sulfures a dépassé la quantité mensuelle par plus de 1 100 %. Tous les rejets annuels moyens étaient bien en-deçà des limites prévues dans les directives, sauf pour ce qui est des sulfures. Les rejets annuels de sulfures étaient légèrement supérieurs aux limites fixées par les directives, surtout à cause d'un important rejet excédentaire qui s'est produit en février. Cette augmentation des rejets de sulfures était attribuable à la soude caustique usée qui contenait beaucoup de soufre. L'entreprise a présenté 98 % des rapports d'épreuve exigés.

3.4.4 Évaluation de la région de l'Ontario. En 1987, il y avait sept raffineries en activité en Ontario; cinq étaient soumises aux directives dont trois dans la catégorie des raffineries "existantes" et deux dans celle des raffineries "améliorées". Les deux autres étaient de nouvelles raffineries et, par conséquent, étaient soumises au règlement. Esso à Sarnia de même que Shell et Petrosar à Corunna sont associées à des usines pétrochimiques et leur système de traitement en reçoit aussi les effluents. À la raffinerie Esso, l'usine pétrochimique affiliée possède son propre système de traitement des eaux résiduaires; toutefois, une partie de ses effluents est traitée par la raffinerie. Toutes les raffineries de la région rejettent leurs effluents traités, dans ce secteur des Grands Lacs qui englobe la rivière St. Clair, le lac Ontario et le lac Érié. On trouvera à l'annexe B un résumé de la performance de chaque raffinerie pour 1987.

En 1987, les raffineries ont respecté les quantités mensuelles plus de 97 % du temps. Quatre raffineries, y compris les nouvelles, les ont respectées 100 % du temps. Les trois autres, soit Petro-Canada à Trafalgar, Shell à Corunna et Suncor à Sarnia, les ont respectées 98 %, 88 % et 97 % du temps respectivement. Comme le montre le tableau B-4 (annexe B), 54 % des rejets dépassant les quantités mensuelles étaient supérieurs à la limite par moins de 50 %, et 82 % l'étaient par moins de 100 %. Les raffineries ont également respecté les deux limites quotidiennes plus de 99 % du temps. Aucune raffinerie n'a dépassé les limites fixées pour les phénols, le pH et la

toxicité. Le paramètre le plus souvent dépassé était celui des matières en suspension. Dans ce dernier cas, les quantités mensuelles ont été respectées 92 % du temps, tandis que les deux limites quotidiennes l'ont été 99 % et 98 % du temps.

En ce qui a trait aux limites des quantités mensuelles, la région s'y est conformée 97 % du temps en 1987, comparativement à 99 % en 1983. Toutefois, le nombre de rejets supérieurs aux limites quotidiennes a été réduit en 1987. La raffinerie qui a le plus contribué à cette baisse de la performance a été la Shell qui a été tenue responsable de 70 % des manquements régionaux totaux aux limites mensuelles (surtout pour ce qui est des matières en suspension).

Les figures 31 à 35 illustrent l'évolution de la moyenne annuelle des rejets de 1972 à 1987. Les rejets réels étaient inférieurs à ceux de 1983 pour la plupart des paramètres; il y a pourtant eu un légère augmentation en ce qui a trait aux matières en suspension. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites.

Comme le montrent les figures 36 à 40, tous les rejets moyens des raffineries pour 1987 ont été inférieurs aux limites mensuelles pour tous les paramètres. Petrosar avait les plus faibles rejets d'huiles et de graisses et Suncor avait les plus élevés; Texaco avait les plus faibles rejets de matières en suspension et Suncor avait les plus élevés; toutes les raffineries avaient de très faibles rejets de phénols et d'azote ammoniacal, alors que Texaco avait la meilleure performance relativement aux phénols et que Shell (Corunna) l'emportait en ce qui a trait à l'azote ammoniacal; enfin, les rejets de sulfures étaient également très faibles pour toutes les raffineries à l'exception de Petro-Canada (Trafalgar) qui avait les plus élevés.

Les deux raffineries soumises au règlement (Petrosar et Texaco) ont eu une très bonne performance en 1987. Les deux ont intégralement respecté les limites pour tous les paramètres. Cependant, Petrosar n'a pas présenté de rapport de surveillance pour ce qui est des sulfures à la suite d'une entente conclue avec le ministère de l'Environnement de l'Ontario. Les rejets annuels de ces raffineries étaient tous très faibles comparativement aux quantités autorisées.

Dans la région de Sarnia, la concentration de matières en suspension varie considérablement dans les eaux d'approvisionnement. Les matières solides semblent être emprisonnées dans l'eau de refroidissement pendant plusieurs jours avant d'être évacuées, ce qui occasionne de nombreux rejets supérieurs aux limites quotidiennes pour les matières en suspension. On s'est penché sur ce problème en 1983, et l'on a décidé d'accorder aux raffineries de la région (Esso Petroleum, Petrosar, Shell et Suncor) la

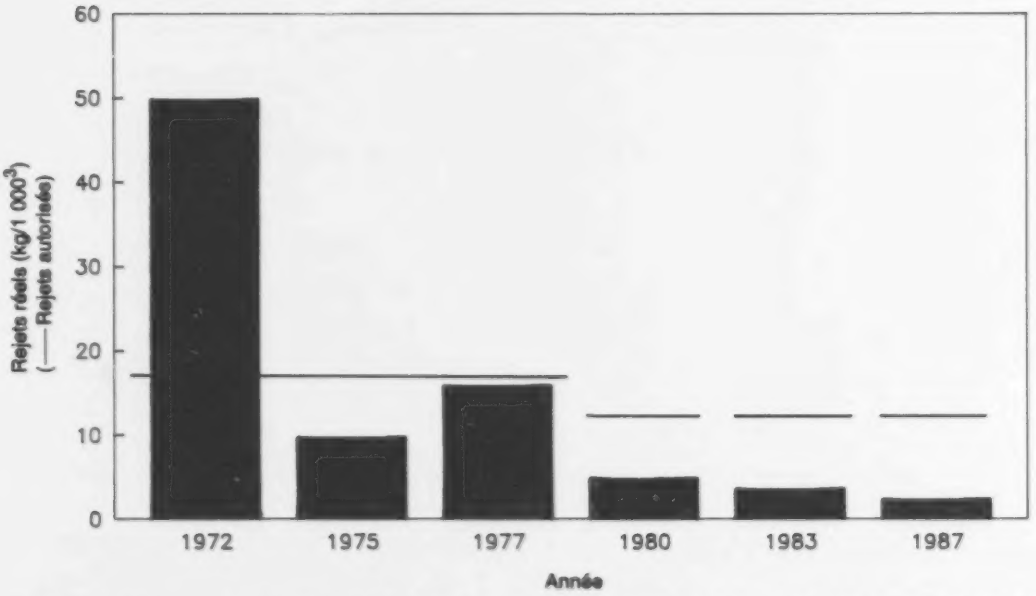


FIGURE 31 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)

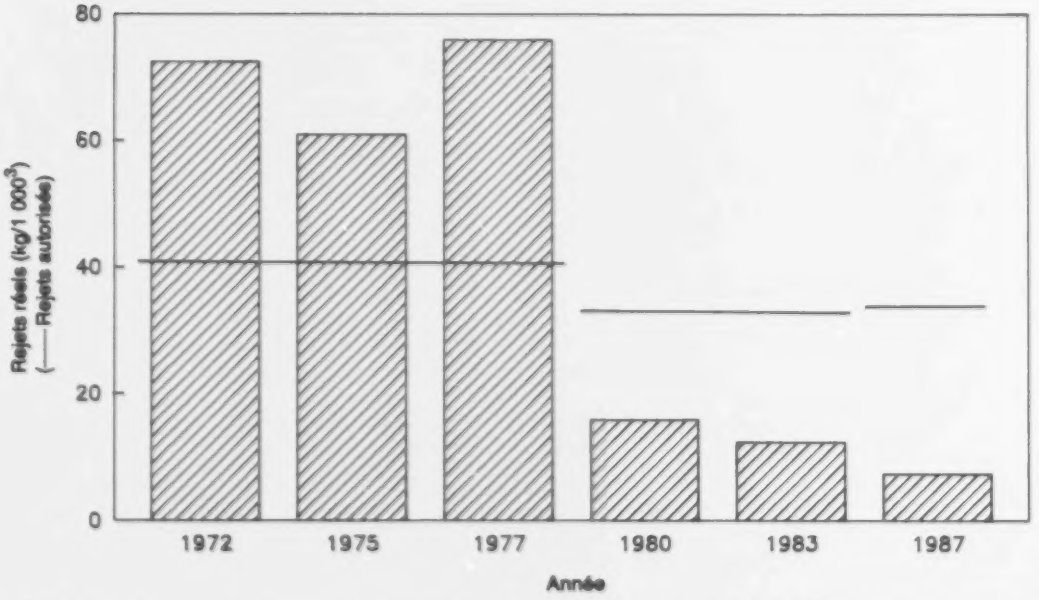


FIGURE 32 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Ontario - 1972 à 1987)

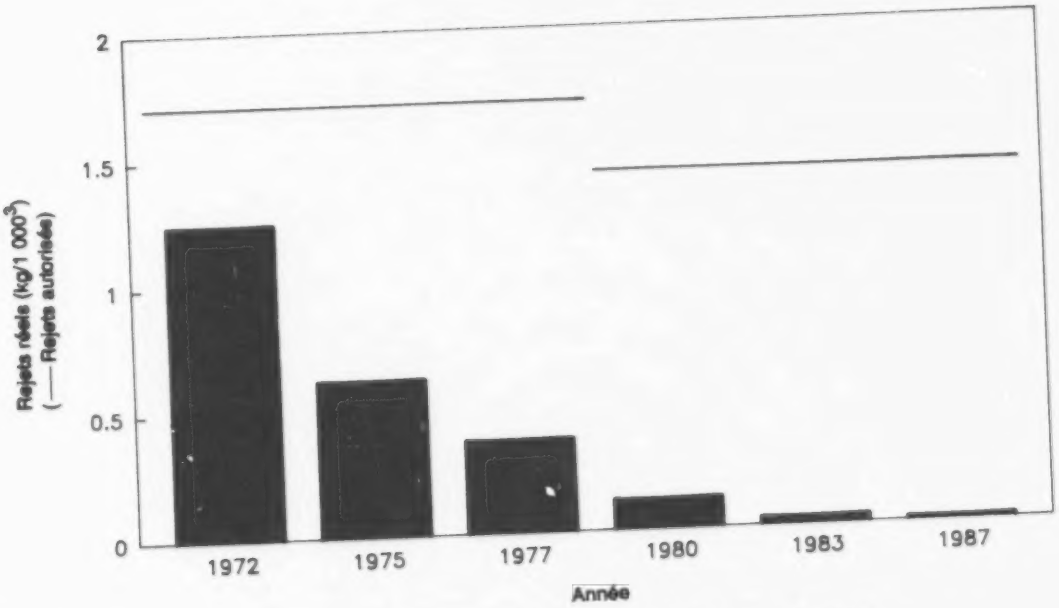


FIGURE 33 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS
(Région de l'Ontario - 1972 à 1987)

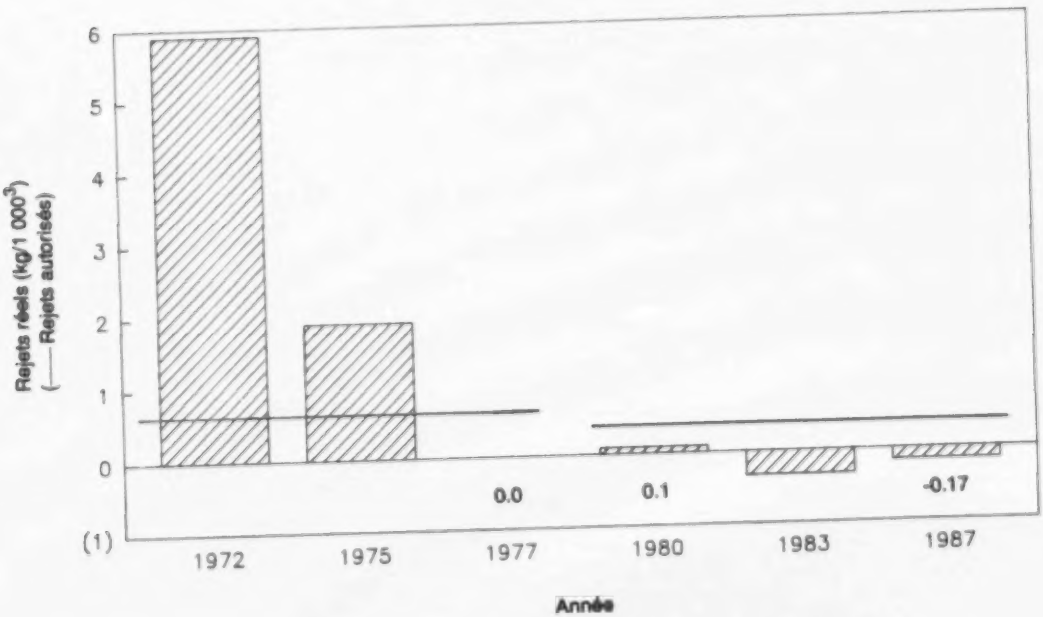


FIGURE 34 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES
(Région de l'Ontario -1972 à 1987)

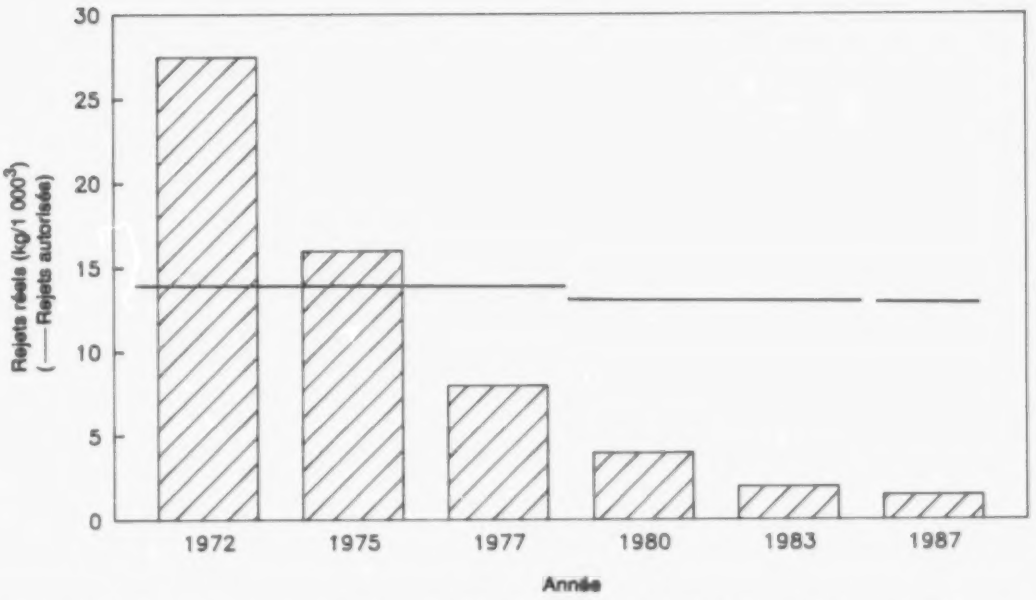


FIGURE 35 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL
(Région de l'Ontario - 1972 à 1987)

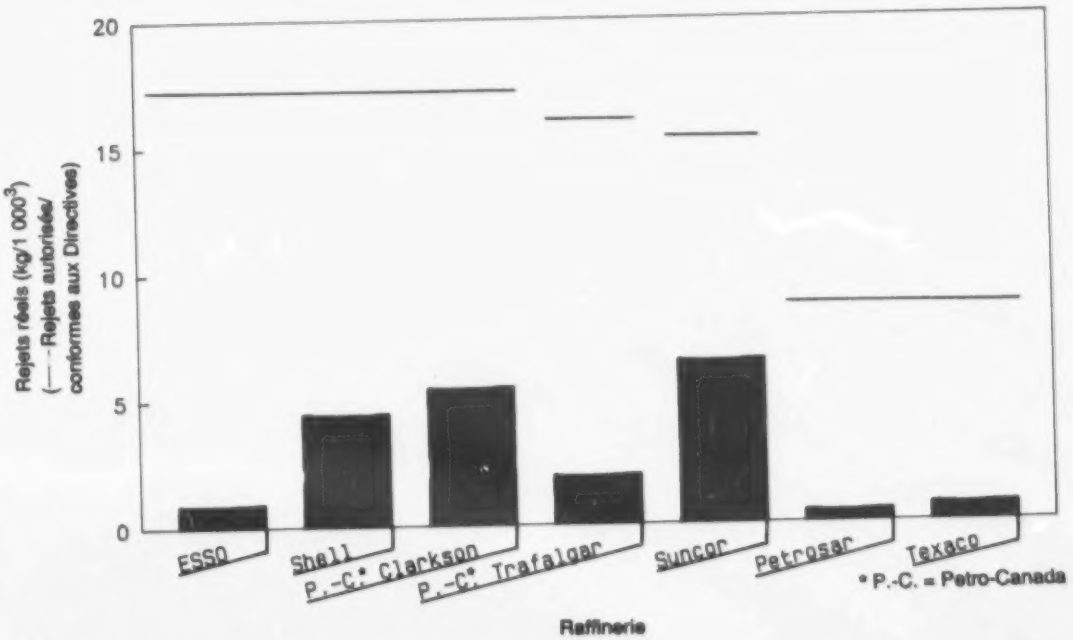


FIGURE 36 QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ontario - 1987)

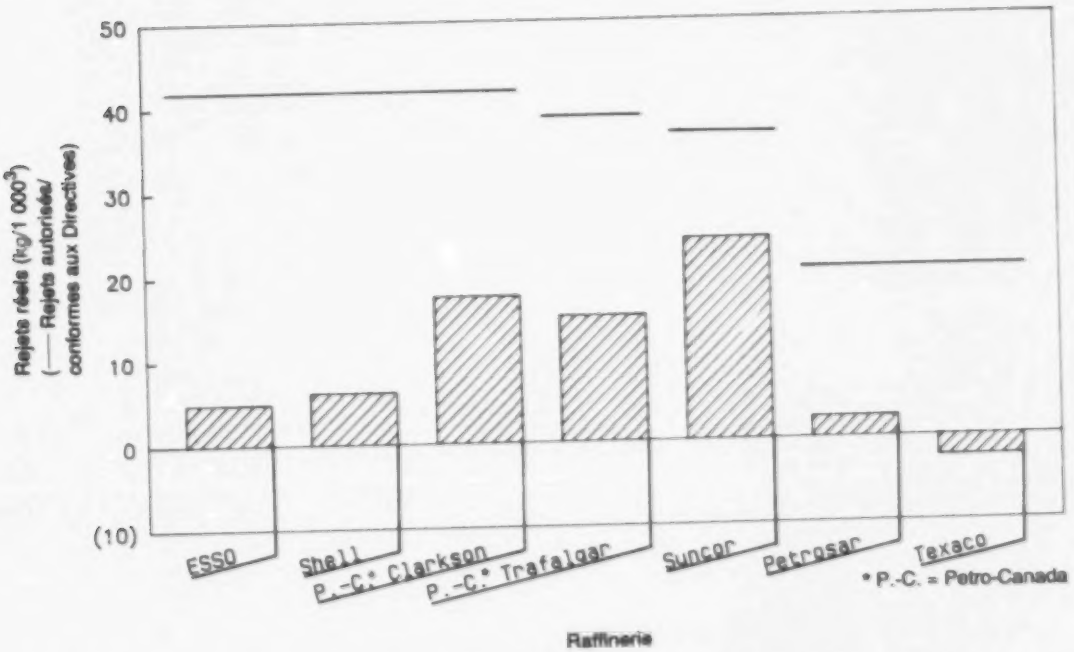


FIGURE 37 QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1987)

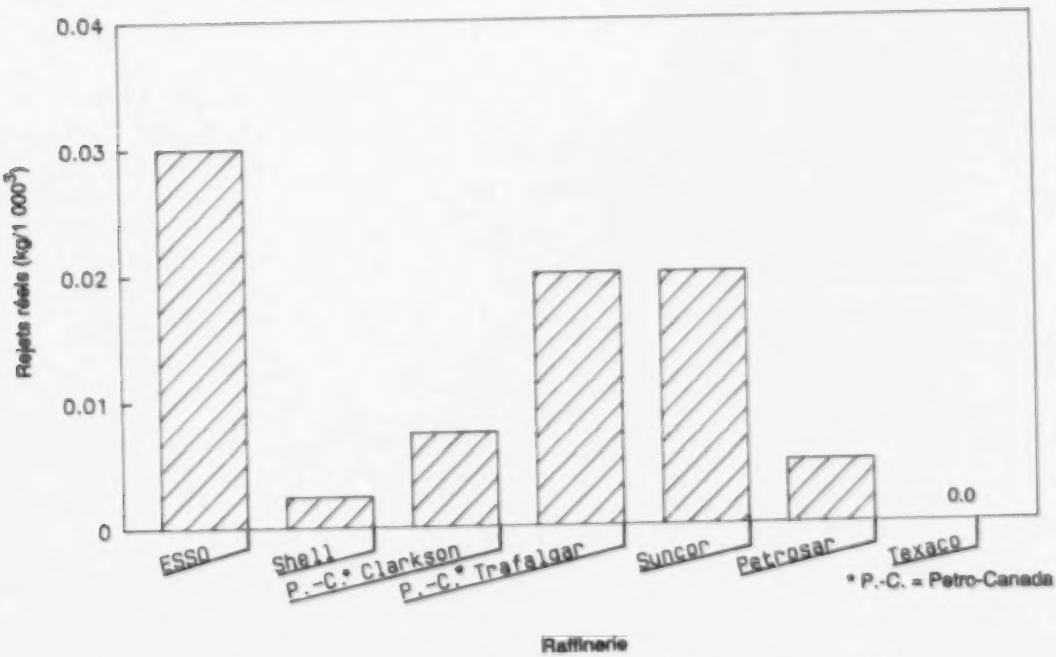


FIGURE 38 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1987)

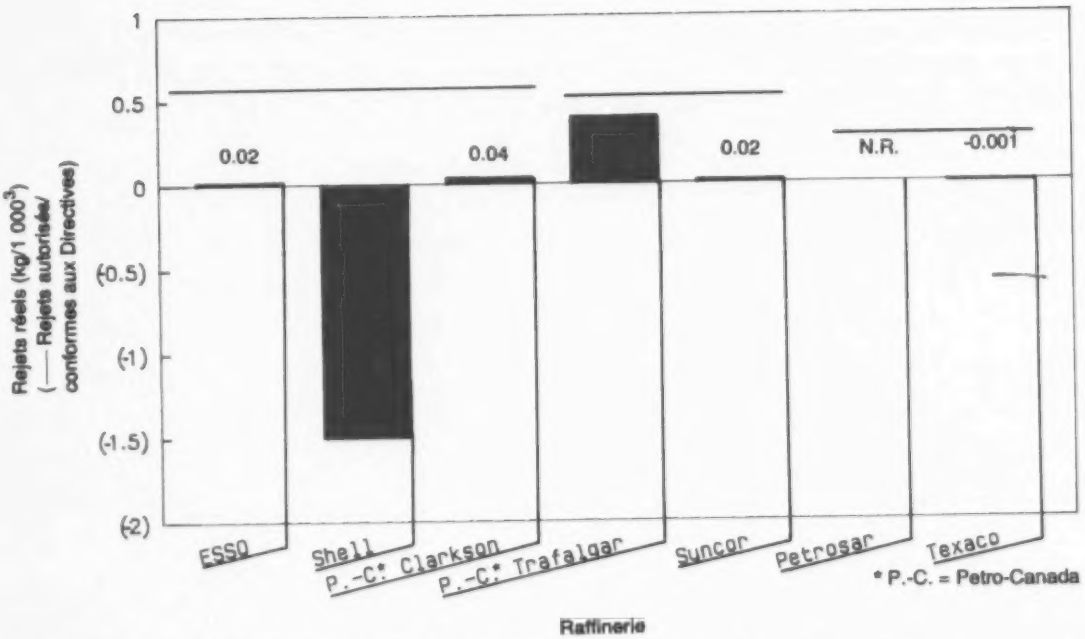


FIGURE 39 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ontario - 1987)

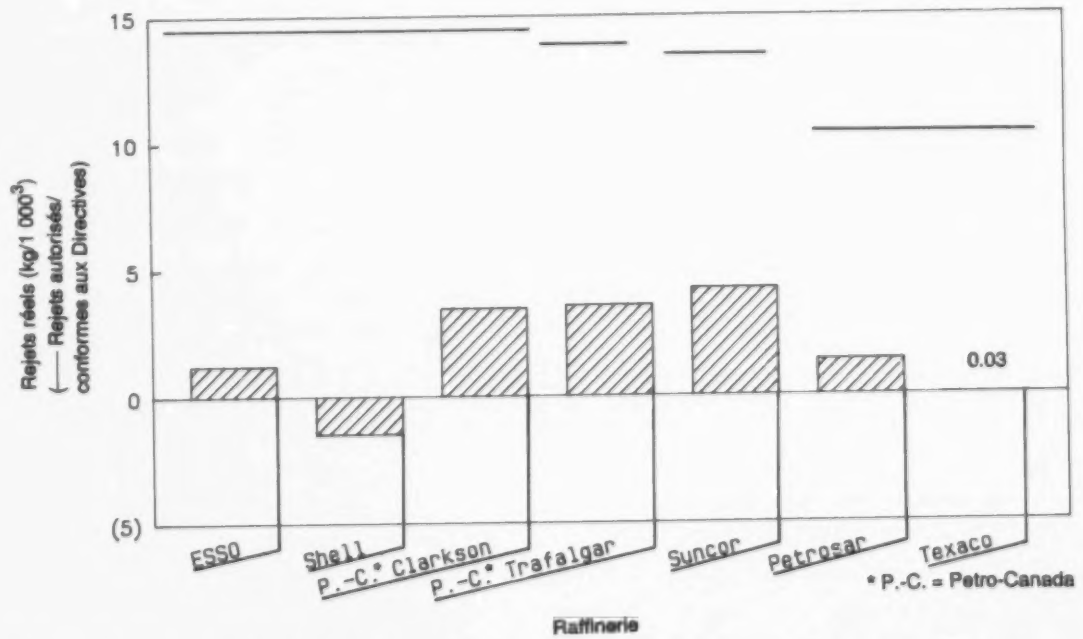


FIGURE 40 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ontario - 1987)

possibilité de ne mesurer les matières en suspension que dans l'eau de traitement et dans les eaux pluviales afin de déterminer si le règlement et les directives sont observés. La possibilité de soustraire les matières en suspension déjà présentes dans l'eau d'approvisionnement a été suggérée afin d'obtenir un rejet net. C'est cette méthode qui a servi à l'évaluation des raffineries Esso, Shell (Corunna) et Suncor.

Plus de 15 % des rapports d'épreuve exigés n'ont pas été présentés en 1987, surtout en ce qui a trait aux sulfures et au pH. La production régionale de pétrole brut a connu une baisse de 7,6 % en 1987 par rapport à 1983. Cette diminution a été causée par la fermeture de la raffinerie Shell à Oakville et par une baisse du taux de référence du brut de Suncor, de Petrosar et des deux raffineries de Petro-Canada. Le tableau 17 illustre la performance de chaque raffinerie de la région en 1987, et ce, pour chacun des paramètres.

Esso Petroleum - Sarnia. La raffinerie est associée de près à une usine de produits chimiques, Esso Chemical Canada. Bien que chaque installation possède son propre système de traitement des eaux résiduaires, une partie de l'effluent de l'usine est traitée par le système de la raffinerie. De plus, l'usine pétrochimique produit, à partir du pétrole brut, du benzène, du toluène et du xylène qui sont considérés comme des produits de raffinerie, et l'effluent produit est traité par le système de traitement de l'usine pétrochimique. Comme par le passé, seul l'effluent traité à la raffinerie a servi à l'évaluation de la conformité aux limites pour 1987. La raffinerie possède un système de traitement biologique (boues activées) et rejette ses effluents dans la rivière St. Clair. Esso est soumise aux directives et elle s'y est conformée, en 1987, pour tous les paramètres. Toutes les moyennes annuelles des rejets mensuels étaient nettement inférieures aux limites. Esso a produit 82 % des rapports d'épreuve exigés.

Shell - Corunna. La raffinerie Shell utilise une unité d'oxydation biologique (boues activées) pour traiter ses effluents ainsi que ceux d'une usine de produits chimiques associée. L'effluent est ensuite rejeté dans le ruisseau Talfourd (tributaire de la rivière St. Clair).

En 1987, Shell a dépassé les limites fixées dans les directives pour les huiles et les graisses, les matières en suspension et les sulfures. La plupart des écarts sont survenus dans le cas des matières en suspension; les quantités mensuelles ont été dépassées 50 % du temps.

Dans l'ensemble, la raffinerie Shell a observé les limites mensuelles 88 % du temps et les limites quotidiennes 98 % du temps. Trois des sept quantités mensuelles qui

TABLEAU 17 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS
(Région de l'Ontario - 1987)

	Pourcentage du temps en infraction																					
	Huiles et graisses				Matières en suspension				Phénols				Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso (Sarnia)	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Shell (Corunna)	8,3	0,4	1,7		50	16	28		0	0	0		0	0	2,2	0	0	0	0	0
Petro-Canada (Oakville)	0	0	0		0	0	0		0	0	0		8,3	0	0	0	0	0	0	0
Petro-Canada (Mississauga)	0	0	0,3	8,0	0	1,1	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	2,5	0	0
Suncor (Sarnia)	0	0,6	0		8,3	1,5	2,2		0	0	0		0	0	0	8,3	1	2	0	0
Petrosar (Corunna)	0	0	0		0	0	0		0	0	0		NR	NR	NR	0	0	0	0	0
Texaco (Nanticoke)	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : limites d'eaux pluviales; NR : non rapportée.

dépassaient les limites les dépassaient par moins de 50 %, deux étaient entre 50 % et 100 % supérieures aux limites et les autres dépassaient les limites de 100 à 200 %. Des rejets moyens annuels négatifs ont été calculés en 1987 pour les sulfures et l'azote ammoniacal. Les moyennes négatives provenaient de l'extrême variabilité de l'eau d'appoint en amont dont la teneur en polluants était souvent plus élevée que celle de l'effluent. Les rejets annuels étaient inférieurs aux limites pour tous les paramètres. La raffinerie n'a rapporté que 60 % des tests demandés. Très peu de tests pour mesurer les matières en suspension, les sulfures, l'azote ammoniacal et la toxicité ont été rapportés (moins de 32 %). Environnement Canada a tenu des discussions avec Shell et la société produira tous les rapports d'épreuve exigés à l'avenir. Dernièrement, Shell a ajouté un troisième bassin de décantation à son système de traitement des eaux résiduaires. Cela devrait réduire l'importance des rejets de matières en suspension.

Petro-Canada - Trafalgar. Cette raffinerie de Petro-Canada utilise un procédé de boues activées et rejette son effluent dans le lac Ontario. Petro-Canada jouit d'un statut de raffinerie améliorée en vertu des directives.

En 1987, la raffinerie s'est conformée à toutes les limites sauf en une occasion en ce qui a trait aux quantités mensuelles de sulfures. Cet écart était attribuable aux problèmes relatifs à l'installation d'un nouveau débitmètre.

Les moyennes annuelles des rejets mensuels pour 1987 étaient toutes très faibles comparativement aux limites prescrites par les directives. La raffinerie a produit tous les rapports d'épreuve exigés sauf en ce qui a trait au pH où 43 % des épreuves n'ont pas fait l'objet de rapport.

Petro-Canada - Clarkson. La raffinerie de Clarkson traite ses eaux de procédés et de ballast à l'aide d'un système de boues activées. L'effluent traité est ensuite rejeté dans le lac Ontario. Une nouvelle conduite d'égout a été installée en 1986 afin de détourner les eaux pluviales vers l'usine d'épuration et permettre ainsi de traiter toutes les eaux pluviales. Les modifications et les améliorations de l'équipement dans le parc de réservoirs de la raffinerie ont accru la capacité de contenir les eaux pluviales et de régulariser leur admission dans l'usine d'épuration. Un système d'injection des rejets humides de fabrication a été ajouté à l'unité de dessalage afin d'empêcher la libération d'huiles émulsifiées vers l'usine d'épuration.

En 1987, la raffinerie avait un statut de raffinerie améliorée en vertu des directives et elle s'est entièrement conformée aux limites sur les phénols, les sulfures, le pH et la toxicité. Les rejets élevés de matières en suspension et d'ammoniac étaient causés en partie par des condensats toxiques qui entraient dans les égouts d'eaux huileuses. Les rejets d'huiles et de graisses ont dépassé les limites à la suite du passage de l'effluent du séparateur d'huile dans l'effluent final lors du lavage à rebours du filtre à sable. Une défectuosité du lavage à l'air dans les filtres à sable a entraîné un excès de matières en suspension dans les rejets. La limite mensuelle pour les huiles et les graisses dans les eaux pluviales a été dépassée une seule fois.

La qualité de l'effluent s'est améliorée depuis 1983. Il n'y a eu aucun écart relativement aux quantités mensuelles. Petro-Canada s'est conformée aux limites quotidiennes plus de 99 % du temps, et aux limites mensuelles relatives aux eaux pluviales 97 % du temps. Les rejets d'eaux pluviales non conformes dépassaient la limite par une faible marge. La moyenne annuelle des rejets mensuels en 1987 était nettement inférieure à la limite pour tous les paramètres. La raffinerie a produit presque 100 % des rapports d'épreuves exigés.

Suncor - Sarnia. La raffinerie Suncor traite ses eaux résiduaires dans un système de traitement secondaire et rejette ses effluents dans la rivière St. Clair. Les

installations de traitement des eaux résiduaires ont été modernisées depuis 1986. On a ajouté un deuxième bassin d'aération pour le traitement biologique des eaux pluviales contaminées. On a également refait en ciment le fond de l'ancien bassin d'aération. L'ancien comme le nouveau bassin d'aération sont munis de diffuseurs submergés. Un deuxième bassin de retenue a été construit au nord du premier afin de retenir le surplus d'eaux pluviales pour le soumettre à nouveau au système de traitement. On a installé des revêtements de polyéthylène dans les bassins de retenue afin d'empêcher l'érosion et la lixiviation.

En 1987, Suncor était soumise aux directives et elle avait le statut de raffinerie améliorée. La raffinerie s'est entièrement conformée aux limites relatives aux phénols, aux sulfures, au pH et à la toxicité. Les écarts ont touché les matières en suspension, l'azote ammoniacal et les huiles et les graisses. L'entreprise a respecté les quantités mensuelles 97 % du temps.

La performance globale de la Suncor a été très bonne en 1987. La raffinerie a respecté les quantités mensuelles 97 % du temps comparativement à 100 % du temps en 1983. De plus, Suncor a respecté les 2 limites quotidiennes plus de 99 % du temps, soit la même performance qu'en 1983. Les rejets excédentaires d'azote ammoniacal dépassaient les limites mensuelles par moins de 50 %, tandis que les rejets excédentaires de matières en suspension les dépassaient par moins de 25 %. Les rejets annuels pour ce qui est des cinq paramètres étaient très faibles comparativement aux quantités mensuelles autorisées par les directives. La raffinerie n'a pas présenté suffisamment de rapports d'épreuve sur les sulfures (71 % des rapports exigés n'ont pas été produits) et sur le pH (31 % des rapports n'ont pas été produits); toutes les épreuves exigées relativement aux autres paramètres ont fait l'objet de rapports.

Petrosar - Corunna. Petrosar est une nouvelle raffinerie et est soumise, à ce titre, au règlement. La raffinerie exploite également des procédés pétrochimiques et traite les deux types d'effluents dans le même système qui consiste en une unité d'oxydation biologique et en un système de traitement tertiaire (filtres aux charbons activés). L'effluent est ensuite rejeté dans la rivière St. Clair.

En 1987, la raffinerie a respecté la totalité (100 %) des limites pour tous les paramètres. Les rejets annuels étaient tous bien inférieurs aux quantités mensuelles autorisées. La raffinerie n'a produit aucun rapport d'épreuve relativement aux sulfures, ce qui constitue une infraction à l'égard des exigences en matière de production de rapports. Cependant, l'entreprise a réinstauré, en 1985, la mise à l'épreuve des sulfures.

Petrosar procède à la surveillance des sulfures, mais elle n'a présenté aucun rapport à cet égard depuis 1979, en vertu d'une entente conclue avec le ministère de l'Environnement de l'Ontario.

Texaco - Nanticoke. La nouvelle raffinerie de Texaco à Nanticoke est soumise au règlement. La raffinerie utilise un système aux boues activées doublé d'un traitement tertiaire faisant appel à une unité de filtration de l'effluent. L'effluent traité est rejeté dans le lac Érié.

En 1987, Texaco s'est conformée à toutes les limites, et ce, pour tous les paramètres. Tous les rejets d'eaux pluviales étaient inférieurs aux charges annuelles permises. La raffinerie a produit tous les rapports exigés sauf pour ce qui est du pH où il n'en manquait que 2 %.

3.4.5 Évaluation de la région de l'Ouest et du Nord. Dans cette région, cinq raffineries étaient soumises aux directives, trois d'entre elles ayant le statut de raffinerie améliorée. De plus, la région comprenait quatre raffineries nouvelles (Turbo, Husky, Esso à Edmonton et Shell à Scotford). Les raffineries nouvelles doivent se soumettre aux limites plus sévères imposées par le règlement. Cependant, Husky et Turbo n'ont été évaluées que pour leurs rejets d'eaux pluviales étant donné que leur effluent de procédé est injecté en puits profond. En Alberta, les exigences provinciales à l'égard des effluents injectés en puits profond sont plus strictes que celles du règlement et des directives du gouvernement fédéral. Les effluents de deux raffineries, Petro-Canada à Moose Jaw et Co-op à Regina, reçoivent un traitement supplémentaire à l'extérieur dans des installations municipales. La raffinerie Shell de Bowden n'a effectué aucun rejet en 1987. On trouvera à l'annexe B les chiffres de la performance de chacune des raffineries.

En 1987, en moyenne, la région s'est conformée aux quantités mensuelles prévues aux termes des directives 82 % du temps, et à celles du règlement 100 % du temps. Les raffineries soumises aux directives ont eu de la difficulté avec la plupart des paramètres à l'exception du pH et de la toxicité dont elles ont respecté toutes les limites. Une raffinerie, Petro-Canada à Edmonton, a respecté toutes les quantités mensuelles, de même que les limites quotidiennes. Les raffineries ayant eu les performances les plus faibles en ce qui a trait aux quantités mensuelles sont les suivantes : Co-op, avec un taux de conformité d'à peine 60 % du temps, et Esso de Norman Wells avec 77 % du temps. Comme le montre le tableau B-5 (annexe B), 30 % des rejets supérieurs aux quantités mensuelles et aux limites relatives aux eaux pluviales avaient dépassé la limite par plus de 200 %. La région avait également respecté les quantités mensuelles 88 % du temps, les

quantités quotidiennes plus de 98 % du temps et les quantités maximales quotidiennes 99 % du temps.

Comparativement à 1983, la performance de la région s'est améliorée en 1987. Il y a eu moins de rejets qui ont dépassé les quantités mensuelles et les deux limites quotidiennes. Les rejets annuels étaient moindres pour la plupart des paramètres; les rejets d'huiles et de graisses sont cependant demeurés au même point, tandis que les rejets de phénols se sont accrus de 36 % comparativement à 1983.

Les figures 41 à 45 illustrent les rejets annuels de la région de 1972 à 1987. La majeure partie des quantités rejetées en 1987 étaient inférieures à celles de 1983. Les rejets de la région sont demeurés en deçà des limites permises par le règlement et les directives, et ce, pour tous les paramètres.

On trouvera, dans les figures 46 à 50, les rejets annuels pour toutes les raffineries de la région. Pour quatre des cinq paramètres, il y avait toujours une raffinerie qui avait dépassé les rejets autorisés. Pour ce qui est des huiles et des graisses, la Esso de Norman Wells avait dépassé la limite, tandis que Petro-Canada à Edmonton avait les plus faibles rejets. Bien que la limite relative aux matières en suspension ait été dépassée par la Esso de Norman Wells, cela s'expliquait par la forte concentration de

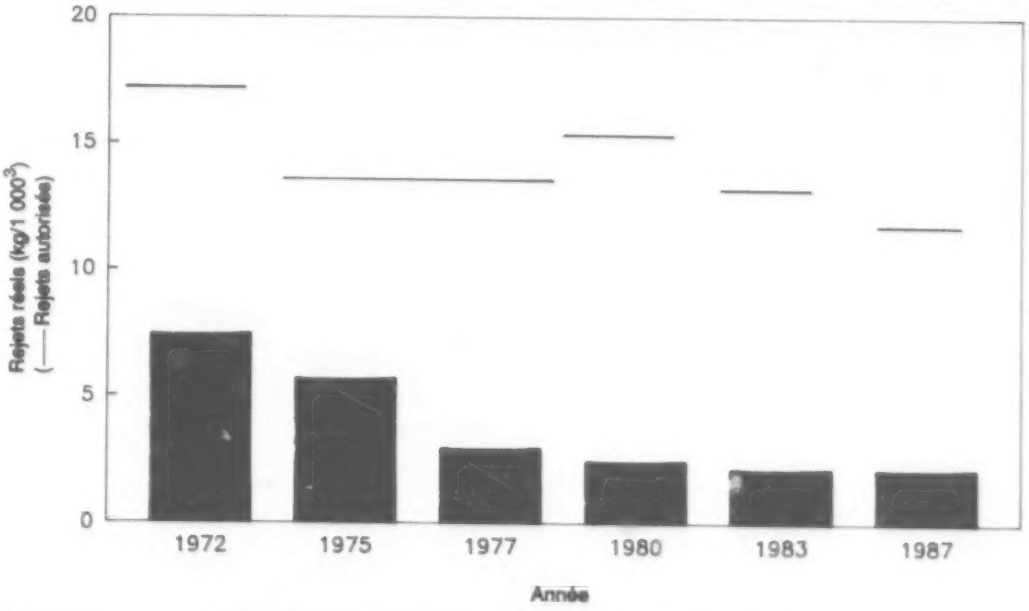


FIGURE 41 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES
(Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)

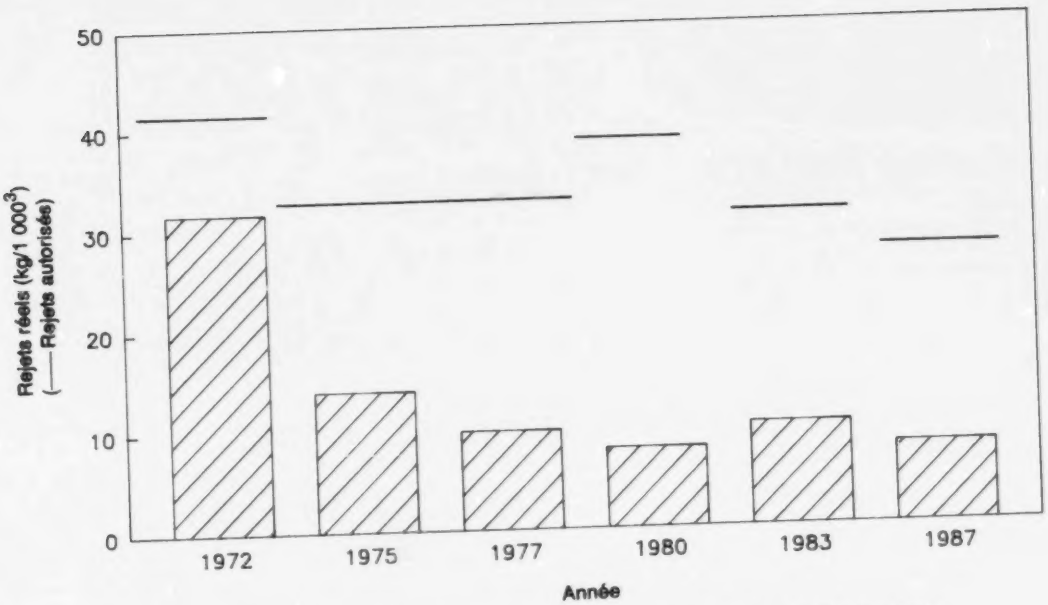


FIGURE 42 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)

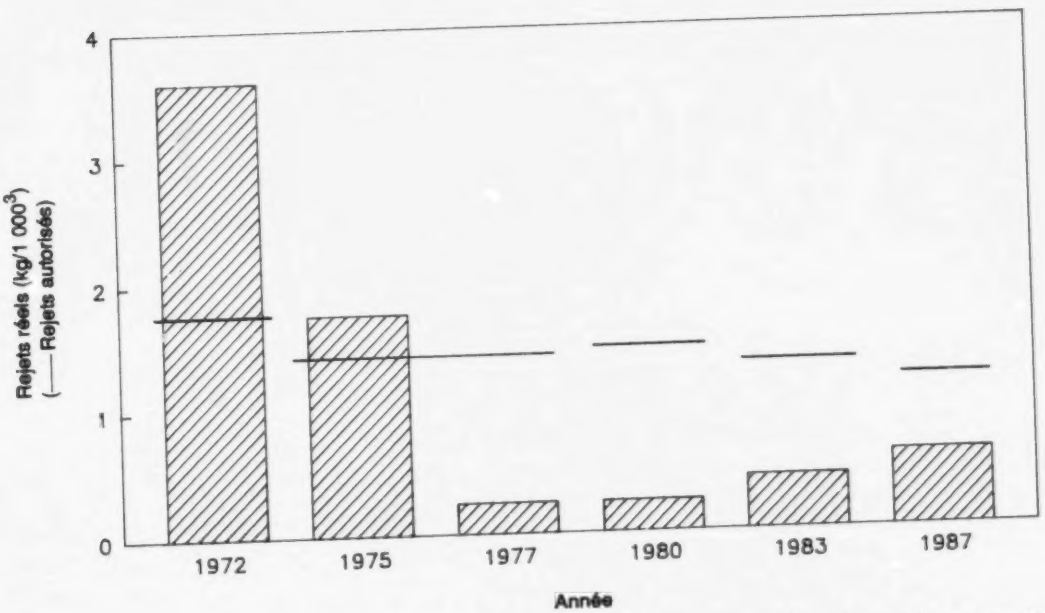


FIGURE 43 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)

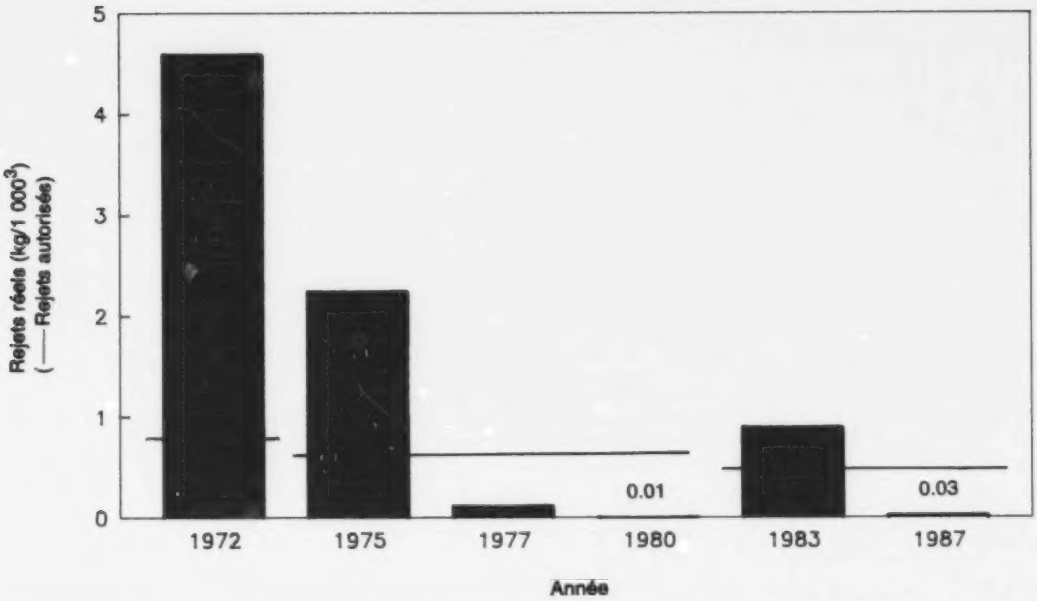


FIGURE 44 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)

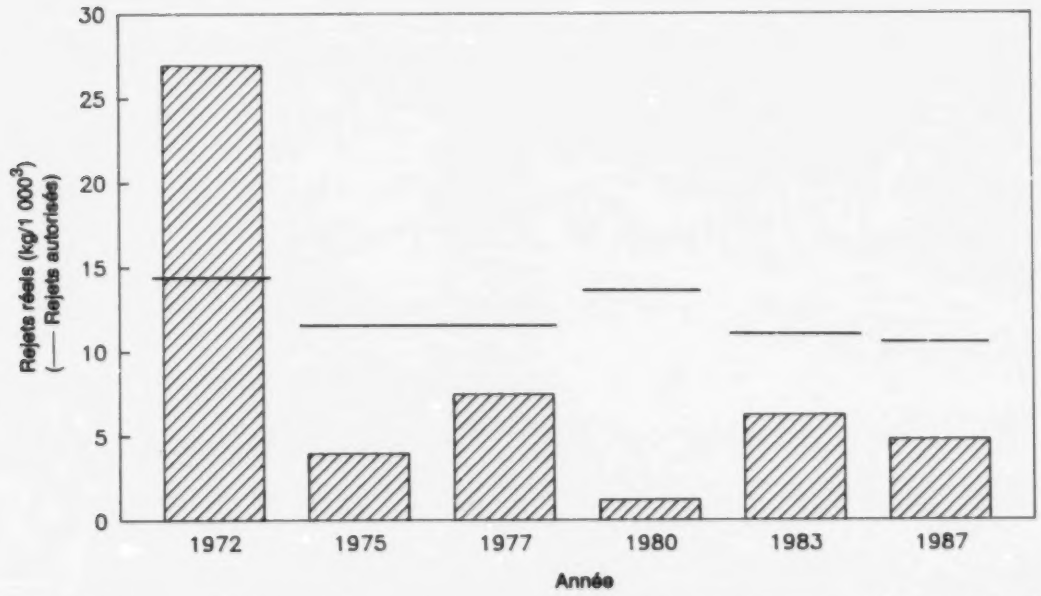


FIGURE 45 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1987)

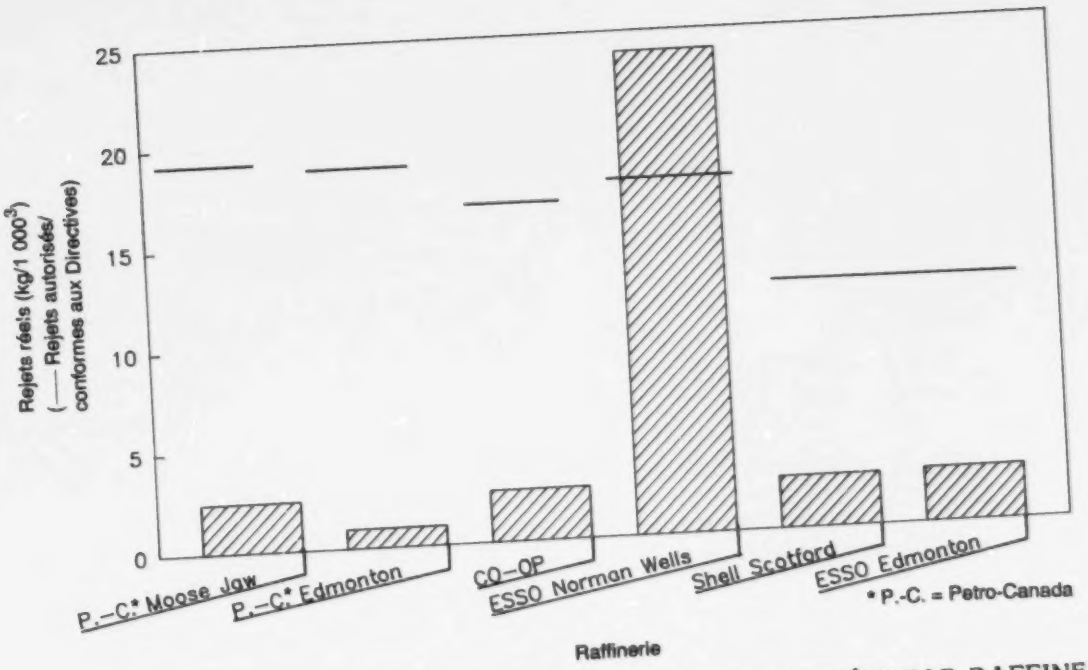


FIGURE 46 QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

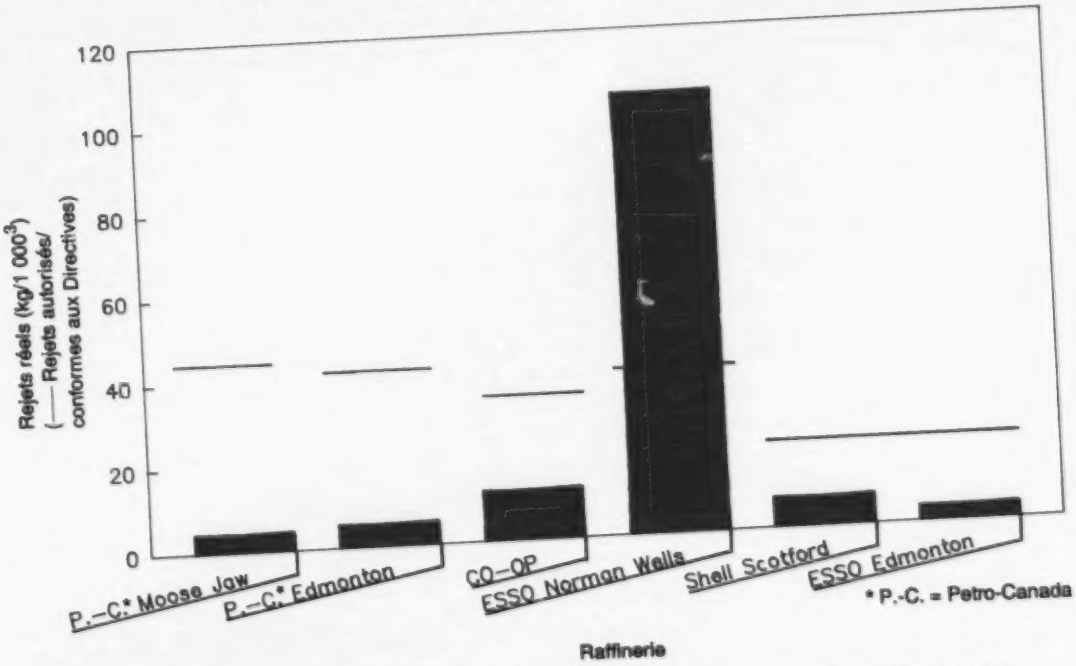


FIGURE 47 QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

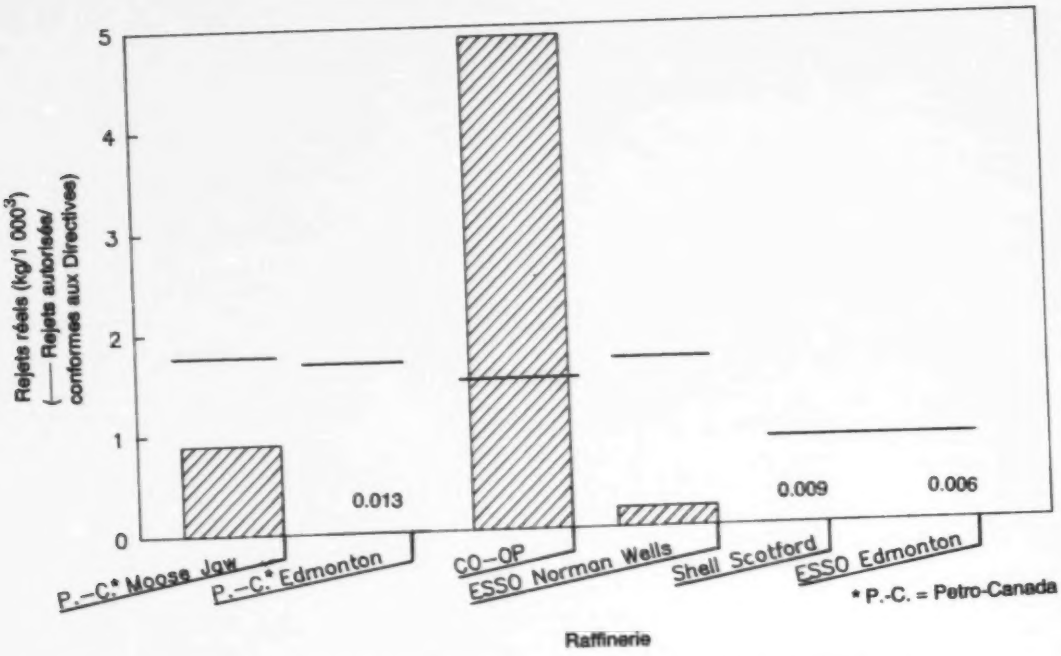


FIGURE 48 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

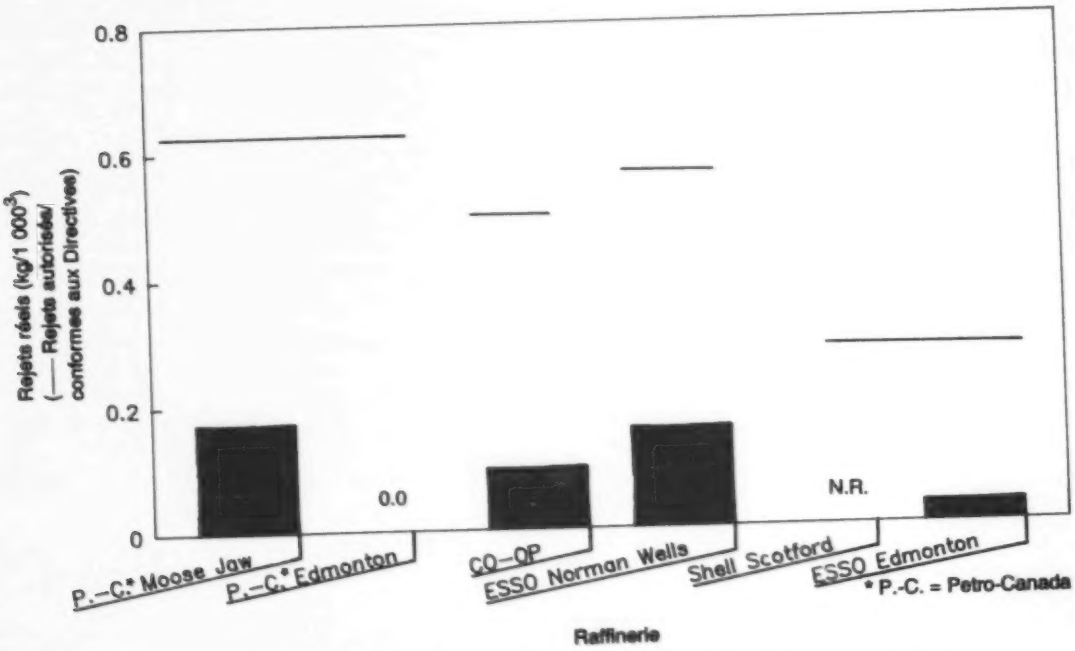


FIGURE 49 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

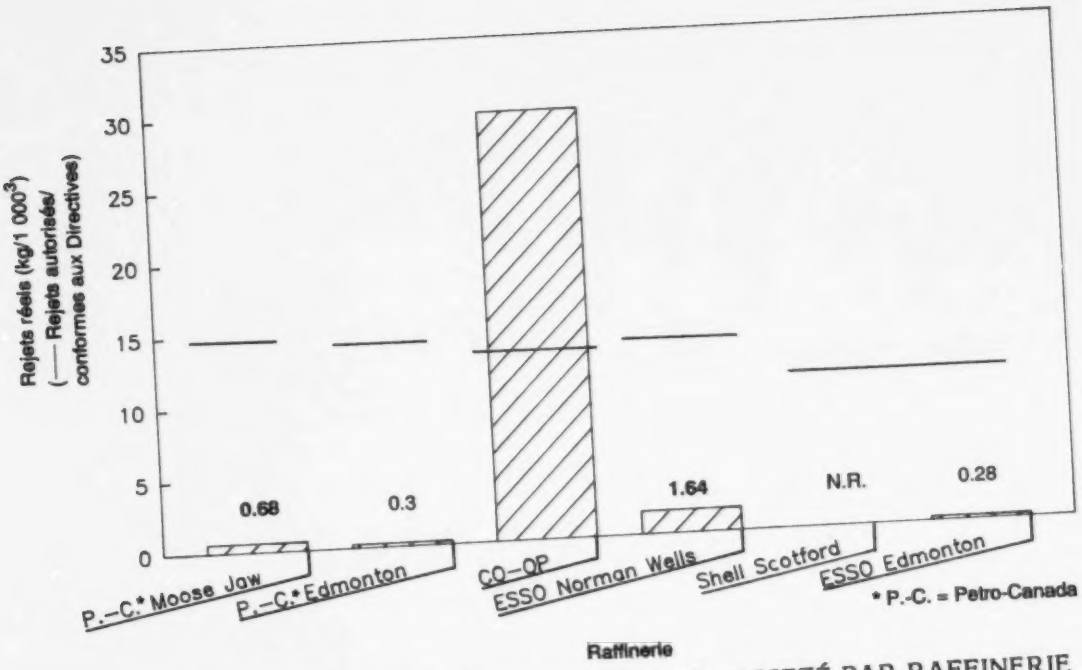


FIGURE 50 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE
(Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

celles-ci dans l'eau d'approvisionnement puisée dans le fleuve Mackenzie. C'est la Esso d'Edmonton qui avait les rejets les plus faibles de matières en suspension. La raffinerie Co-op, de son côté, a dépassé les limites relatives aux phénols et à l'azote ammoniacal. Les rejets de sulfures n'ont jamais excédé les limites permises. Ceux-ci étaient tous bien en deçà des limites; c'est Petro-Canada à Edmonton qui en avait rejeté le moins.

De tous les rapports d'épreuve exigés dans cette région, 66 % n'ont pas été produits en 1987. La proportion de rapports manquants allait de 53 % pour le pH à 76 % pour les sulfures et l'azote ammoniacal. La production globale de 1987 a connu une hausse de 11 % comparativement à celle de 1983. Le tableau 18 illustre la performance de chaque raffinerie dans cette région, en donnant les chiffres de 1987 pour chaque paramètre.

Petro-Canada - Edmonton (Alberta). La raffinerie Petro-Canada à Edmonton utilise un système de traitement primaire et un bassin de rétention. La raffinerie rejette

TABLEAU 18 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

	Pourcentage du temps en infraction																
	Huiles et graisses			Matières en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Petro-Canada (Edmonton)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Petro-Canada (Moose Jaw)	0	NR	NR	0	NR	NR	12,5	NR	NR	12,5	NR	NR	0	NR	NR	0	NR
Esso Petroleum (Norman Wells)	50	5,8	9,6	66,7	26,5	32,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-op (Regina)	0	NR	NR	0	NR	NR	100	NR	NR	0	NR	NR	100	NR	NR	0	NR
Esso Petroleum (Edmonton)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shell (Scotford)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	NR	NR	NR	NR	NR	NR	0	0

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; NR : non rapportée.

ses effluents dans la rivière Saskatchewan Nord. Certains rejets tels que l'eau huileuse des zones de procédé sont traités puis injectés en puits profonds. En 1987, Petro-Canada faisait partie des raffineries existantes soumises aux directives.

Petro-Canada s'est très bien comportée en 1987. La raffinerie a respecté les limites pour tous les paramètres, 100 % du temps. Tous les rejets annuels étaient de beaucoup inférieurs aux limites. La raffinerie n'a pas présenté 46 % des rapports d'épreuve exigés; pour la plupart des paramètres, il manquait plus de 65 % de ceux-ci.

Petro-Canada, Moose Jaw (Sask.). Cette raffinerie possède un système de traitement primaire et fait également traiter ses effluents dans l'usine d'épuration municipale. Pourtant, Petro-Canada n'a pas été exemptée de se soumettre aux directives. Une partie des eaux pluviales traitées par Petro-Canada est rejetée dans le ruisseau Moose Jaw. La raffinerie a le statut de raffinerie existante et est soumise aux directives.

En 1987, Petro-Canada s'est conformée aux limites relatives à tous les paramètres sauf en ce qui a trait à deux rejets mensuels, un de sulfures et un de phénols. Le rejet de phénols dépassait la limite par moins de 25 %, tandis que celui de sulfures la dépassait par moins de 50 %. Le traitement de l'effluent hors des installations devrait normalement réduire la concentration des sulfures. La présente évaluation ne donne pas un bon indice de la performance de la raffinerie étant donné qu'il n'y a eu qu'une seule

épreuve effectuée à chaque mois pour chaque paramètre, au lieu des trois épreuves hebdomadaires exigées pour les cinq paramètres, et de l'épreuve quotidienne pour le pH. L'évaluation du respect des limites quotidiennes a été rendue impossible à cause du nombre insuffisant d'épreuves effectuées. De plus, Petro-Canada n'a effectué aucune mesure de la toxicité. En 1987, les rejets annuels ont tous été inférieurs aux limites.

Esso Petroleum, Norman Wells (T. N.-O.). La raffinerie Esso à Norman Wells utilise un séparateur API en guise de traitement primaire et rejette son effluent dans le fleuve Mackenzie. Elle est soumise aux directives et jouit du statut de raffinerie existante.

Le principal problème éprouvé en 1987 avait trait aux huiles et aux graisses, ainsi qu'aux matières en suspension. Pour ces deux paramètres, les quantités mensuelles ont été dépassées 50 % du temps et 67 % du temps respectivement; quant aux limites quotidiennes, elles ont été dépassées elles aussi. La quantité quotidienne d'huiles et de graisses a été dépassée 6 % du temps et celle des matières en suspension 26 % du temps; la quantité maximale quotidienne des huiles et des graisses a été dépassée 10 % du temps et celle des matières en suspension, 33 % du temps. La raffinerie a respecté les limites pour tous les autres paramètres.

En 1987, la moyenne annuelle des rejets d'huiles et de graisses et de matières en suspension était plus élevée que les limites permises. Il s'agit d'un problème qui perdure chez Esso. Une étude de 18 semaines, entreprise par la compagnie en 1984, indiquait que la forte concentration de solides dans le Mackenzie, où la raffinerie s'approvisionne en eau, était la cause des mesures élevées de matières en suspension. L'entreprise se verra rappeler le concept de valeur nette, exposé dans les directives sur les effluents des raffineries de pétrole. Dans cette raffinerie, l'eau de refroidissement non recyclée est envoyée avec l'effluent liquide vers le séparateur API et les matières solides mesurées dans l'effluent contiennent donc aussi les solides provenant de l'eau de refroidissement. Les écarts relatifs aux huiles et aux graisses étaient surtout causés par le séparateur API et par une utilisation fautive des produits chimiques dans la batterie 3; le problème a été corrigé depuis.

La performance globale de la raffinerie en 1987 a été conforme aux quantités mensuelles 77 % du temps, aux quantités quotidiennes 94 % du temps et aux quantités maximales quotidiennes plus de 93 % du temps. Cinquante pour cent des rejets supérieurs aux quantités mensuelles dépassaient la limite par moins de 100 %, 21 % d'entre eux la dépassaient de 100 à 200 %, tandis que les autres la dépassaient par plus de 200 %.

Esso a effectué une surveillance de l'effluent une fois par semaine pour chacun des paramètres chimiques, et deux fois par année pour ce qui est de la toxicité, conformément aux exigences de la Commission des eaux des Territoires du Nord-Ouest, en vertu de la Loi sur les eaux intérieures du Nord. Si l'on se fonde sur les exigences de la Commission des eaux, Esso a produit 98 % des rapports d'épreuve exigés en 1987.

Shell - Bowden (Alberta). La raffinerie Shell de Bowden a un statut de raffinerie existante et est soumise aux directives. Shell utilise un système de traitement primaire (séparateur API) et rejette ses effluents par intermittence dans un fossé de drainage qui se jette dans la rivière Red Deer. En 1987, la raffinerie n'a rejeté aucun effluent dans la rivière.

Co-op, Regina (Sask.). La raffinerie Co-op possède un système de traitement primaire et rejette ses effluents dans l'égout municipal de Regina pour qu'il reçoive un traitement supplémentaire. Co-op a le statut de raffinerie améliorée et est soumise aux directives.

La raffinerie Co-op a observé les directives pour les effluents traités à l'intérieur de ses murs en 1981 et a donc été exemptée pendant deux ans, à partir de 1982, des rapports qui doivent être normalement produits en vertu des directives fédérales sur les effluents des raffineries de pétrole. Cette exemption a permis à Co-op de rapporter uniquement des moyennes trimestrielles pour ses effluents, alors que les épreuves de toxicité n'étaient pas exigées. Depuis 1982, toutefois, la qualité des effluents s'est considérablement détériorée. Étant donné la piètre qualité des effluents en 1983 et en 1984, la raffinerie Co-op s'est vu refuser une autre exemption.

En 1987, Co-op a respecté les limites relatives aux huiles et aux graisses, aux matières en suspension, aux sulfures et au pH. Par contre, la raffinerie a dépassé les limites mensuelles 100 % du temps en ce qui a trait aux phénols et à l'azote ammoniacal. La société n'a toujours pas fourni la moindre preuve que le traitement à l'extérieur de ses installations parvenait à assurer une réduction suffisante. La raffinerie n'a rapporté que des moyennes mensuelles, si bien qu'il a été impossible d'évaluer le respect des deux limites quotidiennes.

La performance de la raffinerie ne s'est pas améliorée en 1987 comparativement à 1983. Les rejets de matières en suspension, de phénols et d'azote ammoniacal ont augmenté. Les rejets annuels ont été supérieurs aux limites des directives dans le cas des phénols et de l'azote ammoniacal. Co-op n'a produit que 21 %

des rapports d'analyse exigés; aucune épreuve de toxicité n'a été effectuée et seules des moyennes mensuelles ont été rapportées.

Esso Petroleum - Edmonton (Alberta). Esso Petroleum à Edmonton est une nouvelle raffinerie et est soumise au règlement. La raffinerie possède un système de traitement secondaire qui consiste en un étang aéré, et l'effluent est rejeté dans la rivière Saskatchewan Nord. De plus, Esso a recours à l'injection en puits profond pour les eaux acides.

En 1987, Esso avait respecté les limites pour tous les paramètres 100 % du temps. Tous les rejets annuels étaient nettement inférieurs aux limites autorisées; il s'agit d'une amélioration par rapport à 1983. Toutefois, la raffinerie n'a produit que 54 % des rapports d'analyse exigés.

Shell - Scotford (Alberta). La raffinerie de Scotford est entrée en activité en septembre 1984. En décembre 1984, elle a commencé à rejeter ses effluents et ses eaux pluviales (par intermittence).

L'entreprise a respecté toutes les limites pour tous les paramètres. On a effectué une épreuve par semaine pour ce qui est des huiles et des graisses, des matières en suspension, des phénols et du pH, et une épreuve de toxicité à tous les trois mois. La province n'exige pas de rapports sur les sulfures et l'azote ammoniacal. La compagnie n'a produit que 20 % des rapports d'analyse exigés en vertu du règlement fédéral. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites autorisées.

Turbo - Balzac (Alberta). Turbo est une nouvelle raffinerie et est soumise au règlement. Cependant, comme elle a injecté ses effluents de procédé en puits profond, seuls les rejets d'eaux pluviales ont été évalués. Les eaux pluviales étaient rejetées dans le lac McDonald. L'entreprise s'est entièrement conformée au règlement et tous les rejets d'eaux pluviales étaient inférieurs aux limites autorisées.

Husky - Lloydminster (Alberta). Husky est une nouvelle raffinerie et est soumise au règlement. Comme l'effluent de procédé était injecté en puits profond en 1987, seuls les rejets d'eaux pluviales ont été évalués.

L'entreprise s'est entièrement conformée au règlement et tous les rejets d'eaux pluviales étaient inférieurs aux limites autorisées. Les eaux pluviales ont été rejetées dans la rivière Sakatchewan Nord pendant seulement six jours en octobre 1987.

3.4.6 Évaluation de la région du Pacifique et du Yukon. En 1987, il y avait six raffineries en activité, toutes soumises aux directives, en Colombie-Britannique. Une

seule (Chevron) avait le statut de raffinerie améliorée; les autres avaient le statut de raffinerie existante. Quatre des six raffineries rejetaient leurs effluents dans des systèmes de traitement à l'extérieur de leurs installations. Il reste à déterminer dans quelle mesure les usines d'épuration municipales qui reçoivent les effluents des raffineries effectuent un traitement satisfaisant. Aucune de ces raffineries n'a présenté de demande pour être exemptée des contrôles ou des exigences normales de surveillance prévues dans les directives. La raffinerie de Petro-Canada à Taylor traite également les effluents produits par un parc de réservoirs, une usine gazière, une usine de soufre et une usine de gaz naturel. On trouvera à l'annexe B un résumé de la performance de chaque raffinerie en 1987.

En 1987, la région s'était conformée aux quantités mensuelles 97 % du temps. Quatre raffineries s'étaient conformées aux quantités mensuelles 100 % du temps. Les deux autres, Shell et Chevron, s'y étaient conformées 90 % du temps. Les effluents des raffineries Shell et Chevron recevaient un traitement supplémentaire à l'extérieur des installations. Comme le montre le tableau B-6 (annexe B), 75 % des rejets excédant les quantités mensuelles et les limites relatives aux eaux pluviales les dépassaient par moins de 50 %, 19 % étaient de 50 % à 99 % au-delà des limites, tandis que 3 % étaient plus de 200 % au-delà des limites. De plus, la région s'est conformée aux quantités quotidiennes 99,9 % du temps, aux quantités maximales quotidiennes plus de 98 % du temps et aux limites relatives aux eaux pluviales 86 % du temps. Les paramètres les plus souvent dépassés étaient ceux des matières en suspension et du pH. Les rejets de matières en suspension ont dépassé les quantités mensuelles 7 % du temps, tandis que les épreuves de pH ont révélé un taux d'échec de 8 % du temps.

En 1987, la performance de la région dans son ensemble a été supérieure à celle de 1983. Le nombre réel de rejets supérieurs à la limite a diminué en ce qui a trait aux phénols, aux sulfures, à l'azote ammoniacal et à la toxicité. Par contre, il a augmenté pour ce qui est des huiles et des graisses, des matières en suspension et du pH. Le respect des quantités mensuelles (pour tous les paramètres) est passé de 95 % en 1983 à 97 % en 1987. Il y a également eu moins de rejets supérieurs aux limites quotidiennes. Cependant, les rejets d'eaux pluviales supérieurs aux limites ont augmenté en 1987. Les rejets étaient conformes aux limites 92 % du temps en 1983, et 86 % du temps en 1987.

Les figures 51 à 55 illustrent la moyenne annuelle des rejets de la région de 1972 à 1987. Comme on peut le constater, il y a eu, en 1987, une réduction des rejets en ce qui a trait à deux paramètres, les phénols et l'azote ammoniacal, comparativement à

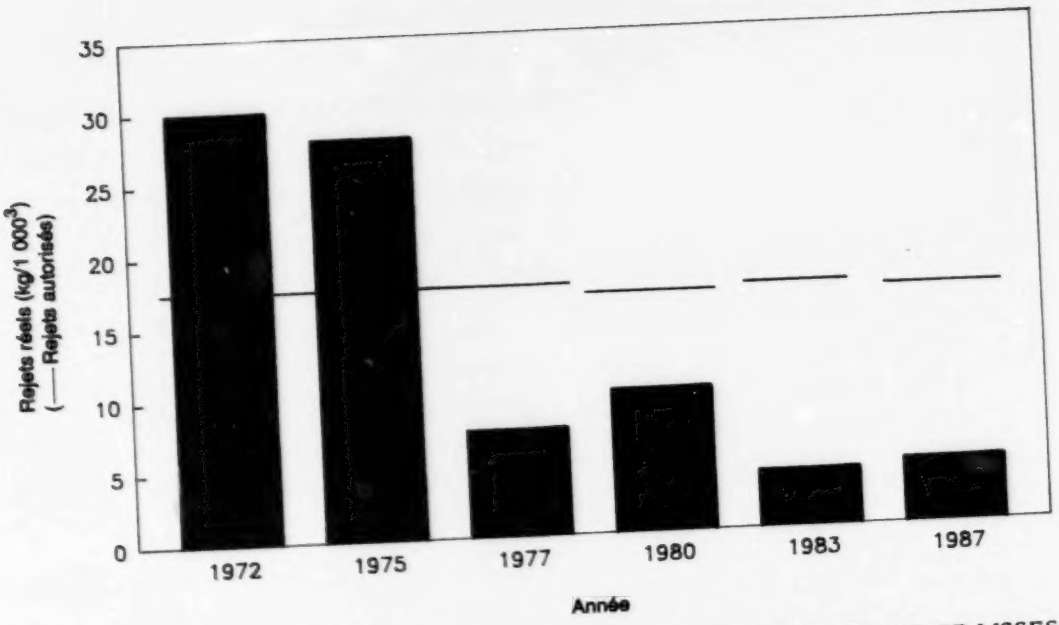


FIGURE 51 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET DE GRAISSES (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)

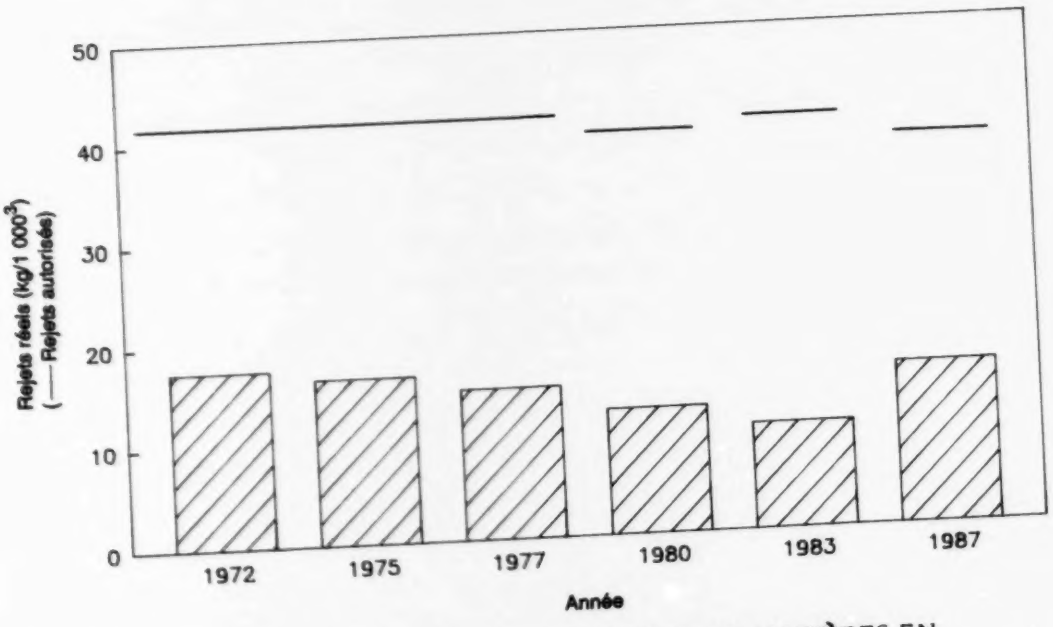


FIGURE 52 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES EN SUSPENSION (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)

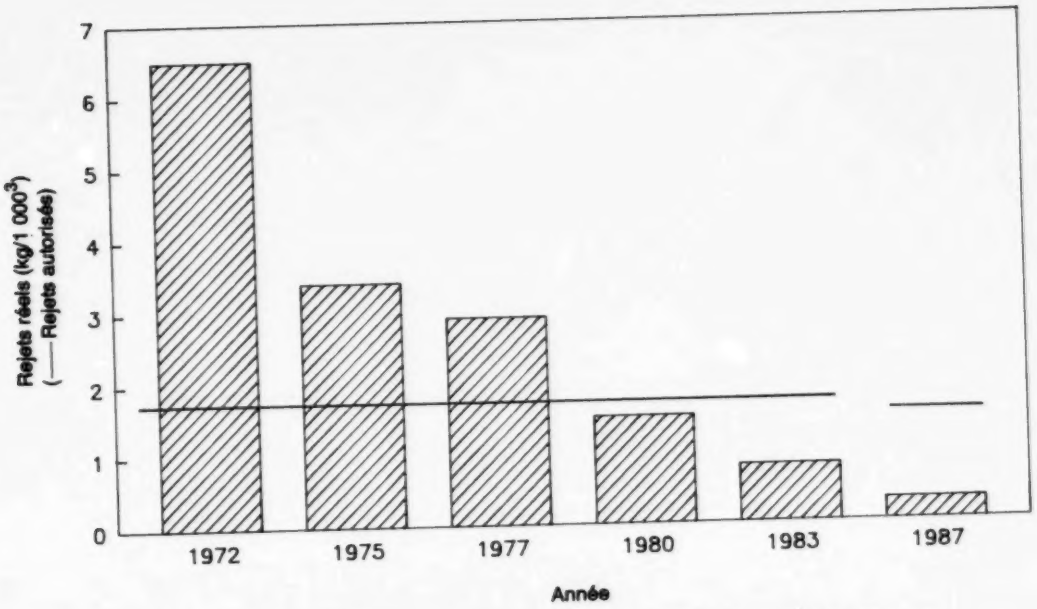


FIGURE 53 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS
(Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)

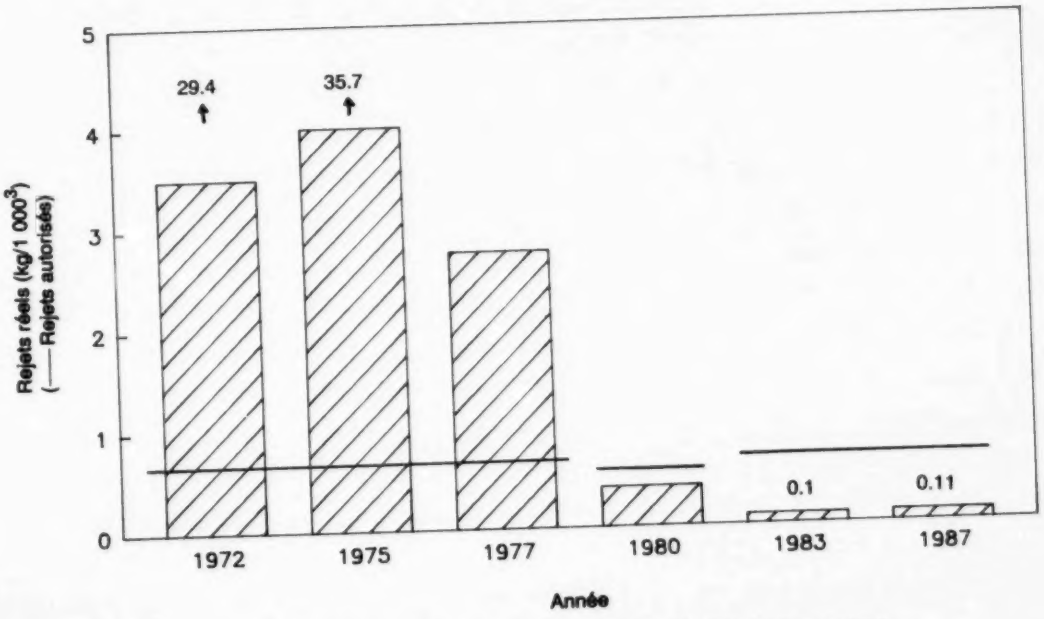


FIGURE 54 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES
(Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)

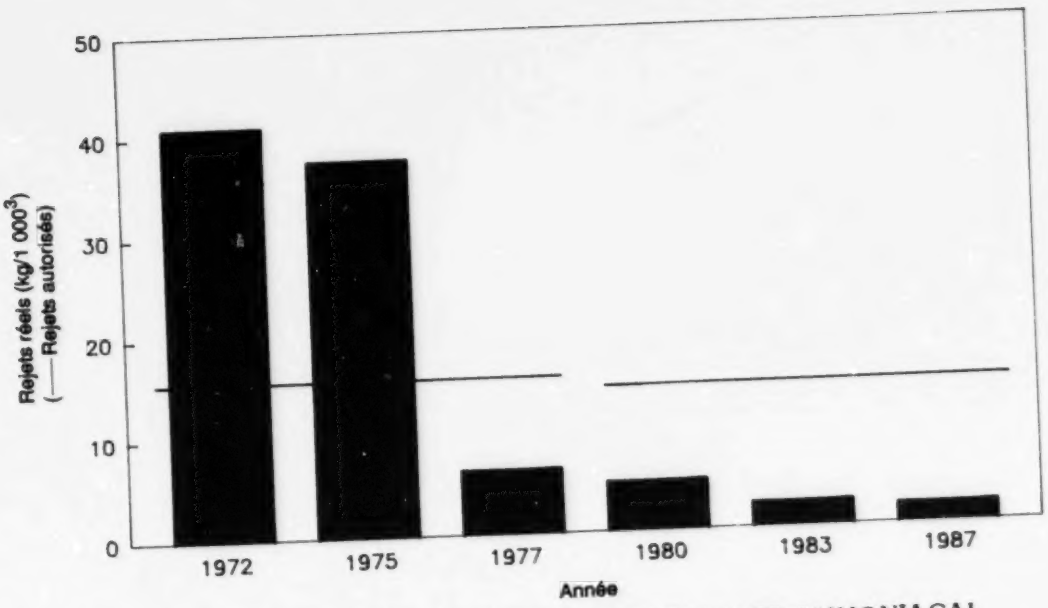


FIGURE 55 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1987)

1983. Les réductions des rejets s'échelonnaient entre un maximum de 51 % pour les phénols et un minimum de 16 % pour l'azote ammoniacal. Les augmentations de rejets allaient de 48 % pour les matières en suspension à 10 % pour les huiles et les graisses. Cependant, les rejets effectués en 1987 étaient tous inférieurs aux limites autorisées.

Les figures 56 à 60 permettent de comparer les rejets annuels des raffineries de la région en 1987. Tous les rejets annuels des raffineries étaient inférieurs aux limites autorisées. Les rejets d'huiles et de graisses étaient généralement très faibles; Husky avait les rejets les plus faibles et Shell, les plus élevés. En ce qui a trait aux matières en suspension, Chevron avait les rejets les plus élevés et Petro-Canada à Taylor avait les plus faibles. Les rejets de phénols de trois raffineries (Esso, Husky et Petro-Canada à Taylor) étaient très faibles; Petro-Canada à Port Moody avait les rejets les plus élevés de la région. Les rejets de sulfures de cinq raffineries étaient très faibles; Petro-Canada à Taylor a eu des rejets trois fois plus élevés que ceux de Petro-Canada à Port Moody, qui arrivait au deuxième rang pour ce qui est des rejets les plus élevés. C'est la Shell qui avait les rejets d'azote ammoniacal les plus élevés, tandis que la Husky avait les plus faibles.

Puisque les exigences provinciales sont moins strictes en matière de production de rapports, aucune raffinerie n'a présenté de données au rythme où l'exigent

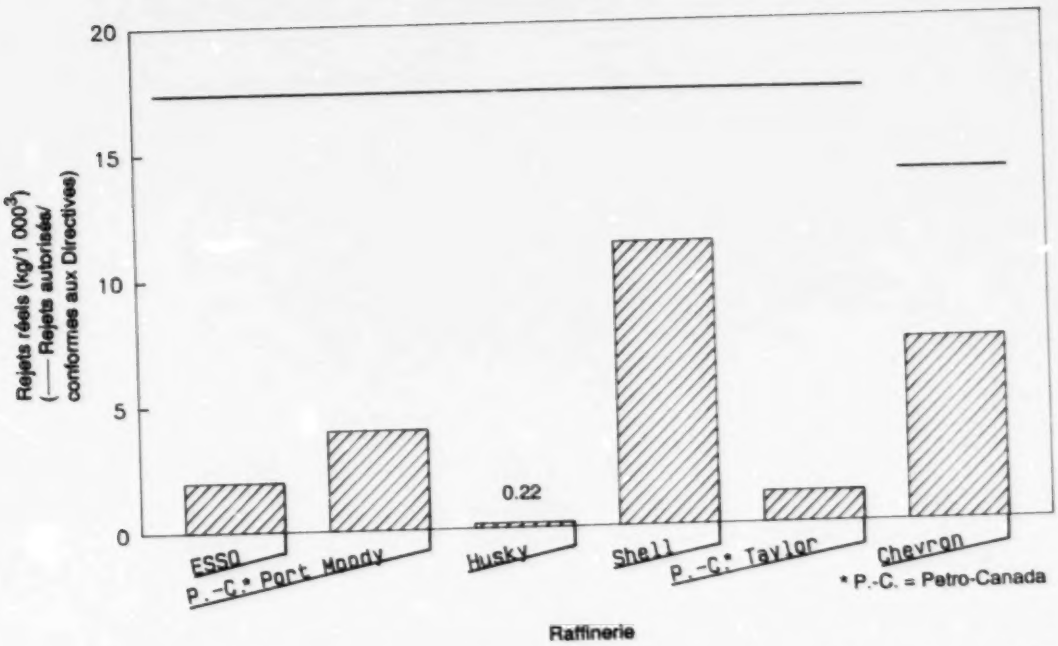


FIGURE 56 QUANTITÉS D'HUILES ET DE GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

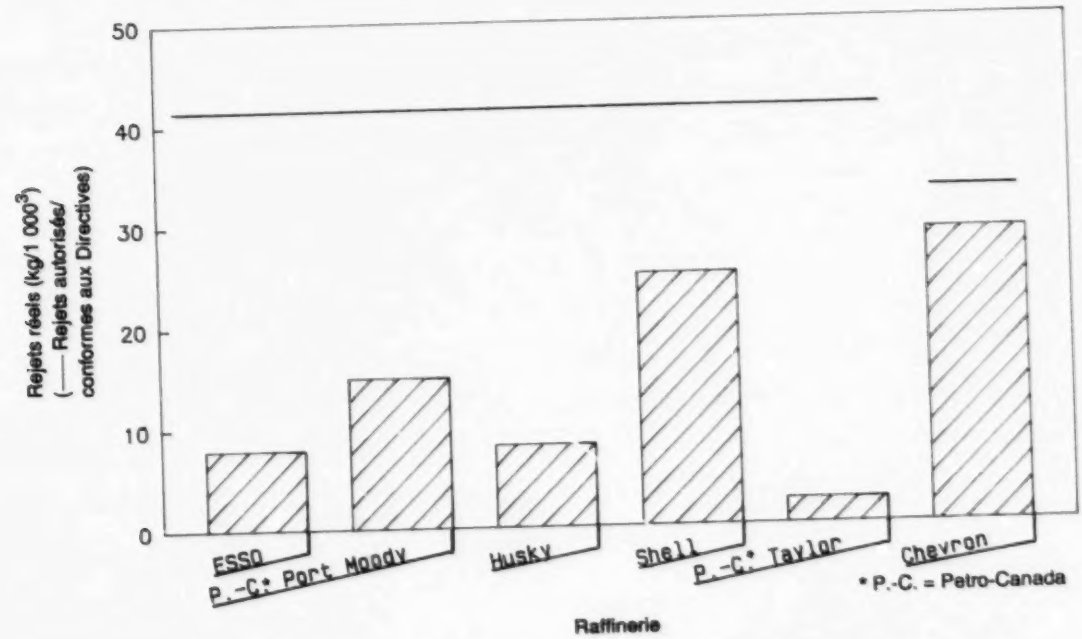


FIGURE 57 QUANTITÉS DE MATIÈRES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

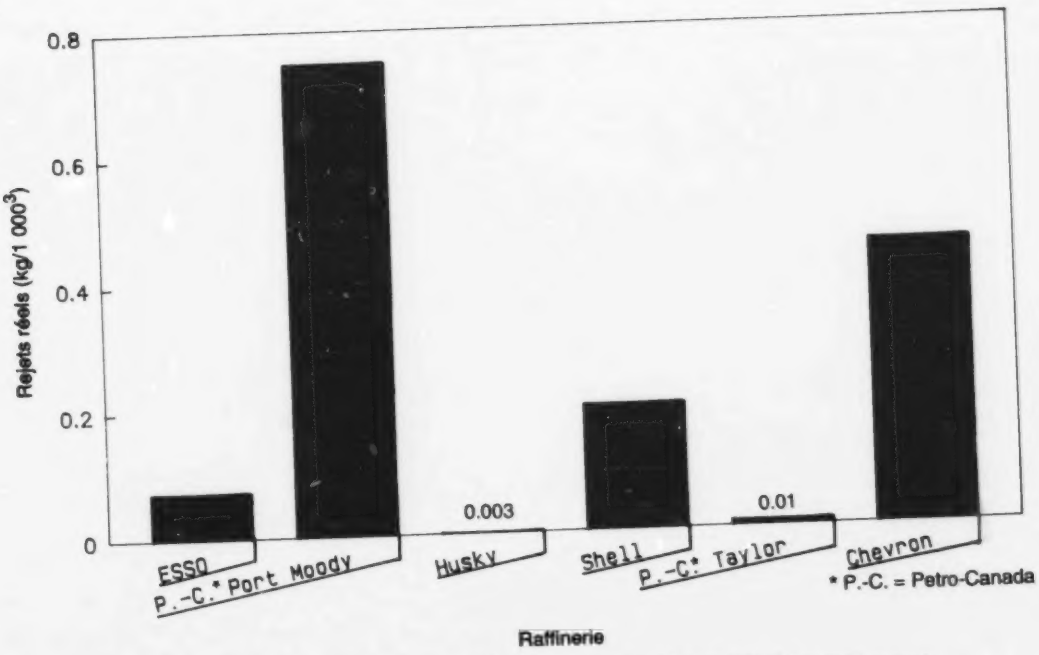


FIGURE 58 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

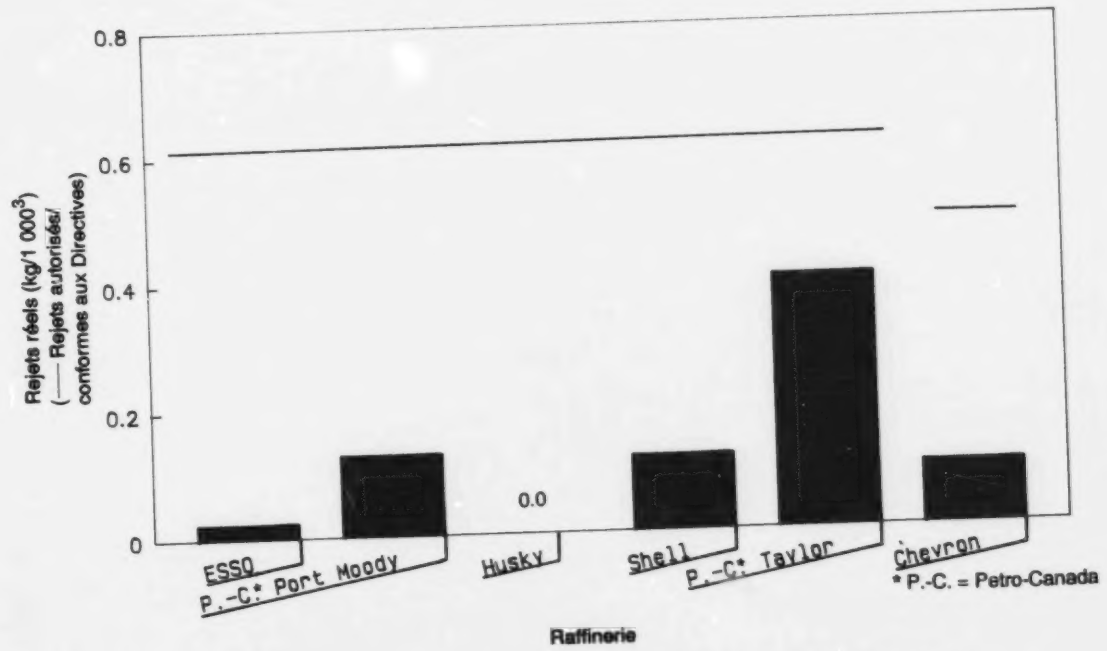


FIGURE 59 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE
(Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

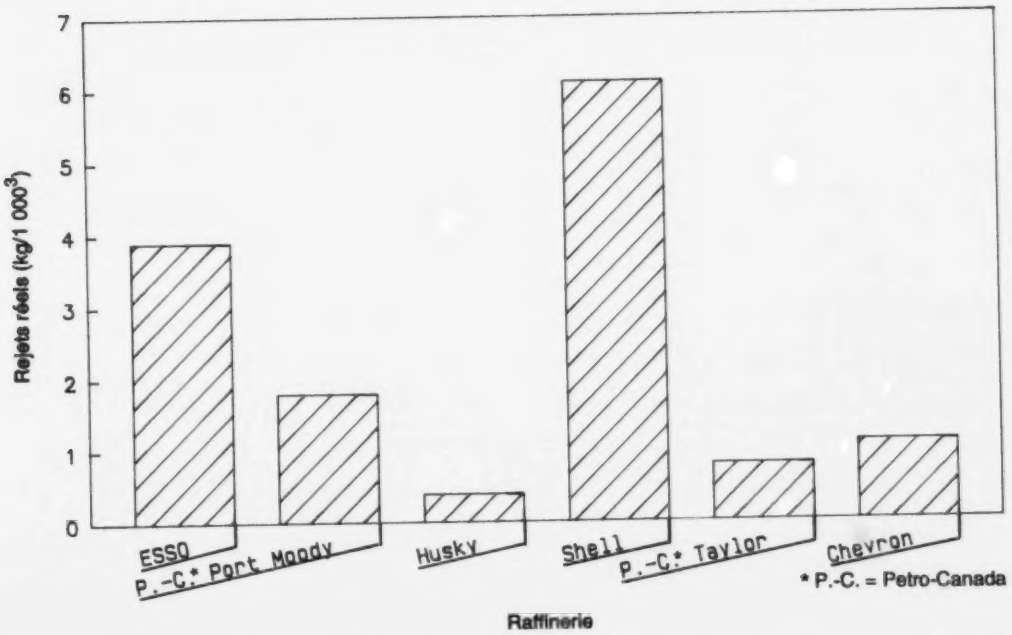


FIGURE 60 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

les directives. En moyenne, les raffineries n'ont produit que 24,5 % des rapports d'épreuve exigés en 1987 (la proportion variait de 21 à 27 %). Le pourcentage du temps de conformité de chaque raffinerie est donc un meilleur indice de la performance que le nombre réel de rejets supérieurs aux limites. La production annuelle a connu une baisse de 7 % en 1987 par rapport à 1983. C'est la fermeture de la Gulf de Kamloops en 1984 qui explique en partie cette diminution. Le tableau 19 illustre la performance de chaque raffinerie à l'aide des chiffres de 1987 pour chaque paramètre.

Esso Petroleum - Ioco. La raffinerie Esso Petroleum traite ses effluents à l'aide d'un séparateur d'huile/eau et d'un système de traitement biologique. L'effluent est rejeté dans le Burrard Inlet. Une partie des eaux pluviales est isolée de l'eau de procédé pour être traitée séparément. La raffinerie est soumise aux directives.

En 1987, l'eau de procédé de la raffinerie Esso respectait les limites pour tous les paramètres excepté le pH. Le principal problème d'Esso avait trait aux eaux pluviales. Les rejets d'huiles et de graisses et de matières en suspension dans les eaux pluviales dépassaient les limites 67 et 75 % du temps, respectivement. Cinquante-trois pour cent de ces rejets excédentaires dépassaient les limites par moins de 25 %, tandis que le reste

TABLEAU 19 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS
(Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

	Pourcentage du temps en infraction																				
	Huiles et graisses				Matières en suspension				Phénols				Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso Petroleum (Ioco)	0	0	0	67	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,6	0
Petro-Canada (Port Moody)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Husky (Prince George)	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	8,3	0
Petro-Canada (Taylor)	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,1	0
Shell (Burnaby)	25	0	0	10	8,3	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	16,7	0	2,1	0	0
Chevron (North Burnaby)	0	0	4,3	8	33,3	2,1	2,1	0	8,3	0	2,2	0	0	0	0	0	0	0	11,1	100

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : limite pour les eaux pluviales.

était de 25 à 200 % supérieur aux limites. Les rejets excédentaires d'eaux pluviales ont constitué un problème constant.

Des agents de la Protection de l'environnement ont procédé à une vérification des eaux résiduaires de la raffinerie le 5 novembre 1987. L'effluent de procédé respectait les limites sauf en ce qui a trait aux phénols.

En 1987, la performance globale était conforme aux quantités mensuelles et quotidiennes 100 % du temps; aux quantités maximales quotidiennes 94 % du temps; et aux limites relatives aux eaux pluviales seulement 53 % du temps. La plupart des moyennes annuelles de rejets étaient très faibles comparativement aux limites relatives aux eaux de procédé. Les rejets annuels d'eaux pluviales étaient cependant supérieurs aux limites pour ce qui est des huiles et des graisses et des matières en suspension. La raffinerie n'a présenté que 24 % des rapports d'analyse exigés.

On a procédé à une modernisation substantielle des installations de traitement des eaux résiduaires en 1984 et en 1985, surtout pour s'attaquer aux problèmes relatifs aux huiles et aux graisses, aux matières en suspension et à la toxicité. Les efforts déployés par Esso depuis 1984 pour réduire les rejets d'huiles et de graisses ainsi que de matières en suspension ont quelque peu amélioré les charges des eaux pluviales, bien que les rejets moyens aient continué à dépasser les limites et que les rejets de matières en suspension aient augmenté cette année. Esso a conçu un plan de modernisation de ses installations et elle s'est engagée à le mettre en oeuvre en 1988.

Petro-Canada - Port Moody. La raffinerie Petro-Canada de Port Moody isole ses eaux pluviales des eaux résiduaires de procédé et les traite chacune séparément à l'aide d'un système de traitement primaire. L'effluent de procédé est acheminé vers l'égout du district régional du Vancouver métropolitain (GVRD - Greater Vancouver Regional District), tandis que les eaux pluviales sont rejetées dans le Burrard Inlet. La raffinerie est soumise aux directives.

Petro-Canada a eu une excellente performance en 1987 puisque les eaux de procédé et les eaux pluviales respectaient toutes deux l'ensemble des limites à la sortie de la raffinerie. Toutefois, seulement 27 % des rapports d'épreuve exigés ont été présentés.

Tous les rejets annuels d'eaux de procédé ont augmenté comparativement à 1983, mais ils étaient tout de même inférieurs aux limites. Les rejets annuels d'eaux pluviales ont aussi augmenté, mais, là encore, ils étaient inférieurs aux limites. L'augmentation des rejets de contaminants par volume de brut raffiné peut être attribuée, du moins en partie, à une diminution importante des charges de brut et à la transformation d'un brut plus sulfureux.

Environnement Canada a effectué une vérification des eaux résiduaires le 30 décembre 1987. Tous les paramètres étaient conformes aux exigences des directives.

Husky - Prince George. La raffinerie Husky traite ses effluents (y compris les eaux pluviales) à l'aide d'un système de traitement secondaire (boues activées), avant de l'acheminer vers une usine de pâte locale où ils reçoivent un traitement biologique. L'effluent à la sortie de la raffinerie est soumis aux directives.

En 1987, la Husky a respecté les limites de tous les paramètres, sauf le pH. L'effluent a échoué à l'épreuve du pH 8 % du temps. En 1985, Husky a commandé un épuiseur d'eau acide destiné à l'unité de transformation du brut. En 1986, la raffinerie a divisé son étang d'aération en zones d'oxydation biologique et de décantation. La qualité de l'effluent en a été améliorée davantage, bien qu'il y eût quatre autres écarts relativement au pH, à cause de défectuosités temporaires du système.

La performance de la raffinerie s'est améliorée en 1987 par rapport à 1983. Les rejets annuels d'huiles et de graisses et d'azote ammoniacal ont diminué. Les quantités de matières en suspension rejetées ont augmenté, tandis que les deux autres paramètres demeuraient à peu près au même niveau. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites. Husky n'a produit que 23 % des rapports d'analyse exigés.

Petro-Canada - Taylor. Cette raffinerie de Petro-Canada est associée à une usine gazière, à une usine de soufre et à une usine de liquides du gaz naturel. L'effluent

combiné est traité dans un système de boues activées et rejeté dans la rivière de la Paix. Les eaux pluviales du complexe sont isolées de l'effluent du procédé et traitées dans un système primaire avant d'être rejetées dans la rivière. L'effluent combiné (de la raffinerie et des autres usines) a été évalué en fonction des limites prescrites dans les directives.

En 1987, l'eau de procédé de Petro-Canada respectait toutes les limites pour tous les paramètres sauf le pH. Les limites relatives au pH ont été dépassées 7 % du temps. De plus, les matières en suspension ont dépassé les limites pour les eaux pluviales en une occasion. Cet unique écart, relativement élevé, a été provoqué par les solides du terrain environnant qui ont été emportés par une forte précipitation.

Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites, bien que les rejets de sulfures n'en étaient pas loin. La plupart des rejets étaient inférieurs ou équivalents à ceux de 1983. Les matières en suspension sont le seul paramètre qui a connu une augmentation par rapport à 1983. La raffinerie n'a produit que 27 % des rapports d'analyse exigés. Dans l'ensemble, Petro-Canada a eu une meilleure performance en 1987.

Shell - Burnaby. La raffinerie Shell possède un système de traitement intermédiaire (unité de flottation à l'air dissous) et rejette ses effluents dans l'égout du district régional du Vancouver métropolitain (GVRD). Les eaux pluviales sont traitées séparément à la raffinerie avant d'être rejetées dans le Burrard Inlet. La raffinerie est soumise aux directives.

Environnement Canada a effectué une vérification le 4 décembre 1987. Des échantillons d'effluent du procédé ont été recueillis en amont de l'égout du GVRD. Tous les paramètres se conformaient aux exigences des directives.

En 1987, les rejets des effluents du procédé respectaient les limites relatives aux phénols, aux sulfures, au pH et à la toxicité. Les rejets d'huiles et de graisses, de matières en suspension et d'azote ammoniacal ont surtout dépassé les quantités mensuelles, sauf pour ce qui est d'un écart à la limite maximale quotidienne prescrite pour l'azote ammoniacal. Les rejets d'eaux pluviales respectaient aussi les limites, à l'exception d'un écart en ce qui a trait aux huiles et aux graisses, et d'un autre ayant trait aux matières en suspension. Dans l'ensemble, la raffinerie a respecté les quantités mensuelles 90 % du temps, les quantités quotidiennes 100 % du temps, les quantités maximales quotidiennes 99,7 % du temps, et les limites relatives aux eaux pluviales 93 % du temps. L'entreprise n'a produit que 25 % des rapports d'épreuve exigés. Tous les rejets annuels de l'effluent du procédé ont augmenté par rapport à ceux de 1983, quoique demeurant inférieurs aux limites.

Chevron - North Burnaby. Chevron est la seule raffinerie de la région ayant le statut de raffinerie améliorée en vertu des directives. La raffinerie utilise deux systèmes distincts de traitement des eaux résiduaires : un pour les eaux de procédés et l'autre pour les eaux pluviales. Le système de traitement des eaux résiduaires du procédé comprend une unité de flottation à l'air dissous (traitement intermédiaire) et l'effluent est rejeté dans l'égout du GVRD. Les eaux pluviales reçoivent un traitement semblable, mais sont rejetées dans le Burrard Inlet.

Le 19 décembre 1987, Environnement Canada a effectué une vérification des effluents rejetés par la raffinerie dans le Burrard Inlet. Les échantillons se sonformaient à toutes les exigences, sauf en ce qui a trait aux huiles et aux graisses dans les eaux pluviales. La méthode de bioanalyse de 96 heures LC_{50} a donné un taux de mortalité du poisson de 50 %.

En 1987, Chevron a respecté les quantités mensuelles 90 % du temps, les quantités quotidiennes 99,5 % du temps, les quantités maximales quotidiennes 96 % du temps et les limites pour les eaux pluviales 97 % du temps. Tous les excès mensuels étaient causés par les matières en suspension et les phénols. La plupart des rejets de 1987 étaient inférieurs à ceux de 1983; toutefois, les rejets de matières en suspension ont augmenté de 44 % et ceux de sulfures ont été cinq fois plus élevés. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites. Chevron n'a produit que 21 % des rapports d'analyse exigés et n'a effectué qu'une seule épreuve de toxicité.

4 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Les conclusions et recommandations que voici se fondent sur l'évaluation des éléments suivants : les informations recueillies par l'entremise des enquêtes effectuées auprès de l'industrie par l'Association pétrolière canadienne pour la conservation de l'environnement (APCE) et par Environnement Canada, ou fournies en vertu du règlement et des directives du gouvernement fédéral; les explications données par les raffineries de pétrole sur les problèmes rencontrés dans l'exploitation de leurs systèmes de traitement des eaux résiduaires; les études environnementales menées par l'APCE et par Environnement Canada au cours des dernières années; et les techniques actuelles de lutte contre la pollution. On n'a fait aucune étude poussée de faisabilité et l'on n'a pas non plus tenu compte des limites économiques ou juridiques, ni des exigences locales qui peuvent survenir. Étant donné ces restrictions, voici ce qu'on peut tirer de la présente étude comme conclusions et recommandations.

4.1 Conclusions

1) Les raffineries continuent d'améliorer la qualité de leurs effluents, d'année en année, bien que certains rejets soient encore supérieurs aux limites fixées par le règlement et les directives.

2) Les nouvelles raffineries profitent de la technologie la plus avancée dans le domaine du traitement des eaux résiduaires et ont généralement une meilleure performance que les raffineries plus anciennes.

3) Depuis 1972, il y a eu une tendance générale à la baisse relativement aux rejets nets, pour tous les paramètres. Si l'on compare les rejets de 1987 à ceux de 1983, on constate des réductions variant de 21 à 67 % pour tous les paramètres. Ces réductions ne peuvent être attribuées entièrement à la baisse de 4 % de la production.

4) La plupart des raffineries ont un système de traitement secondaire ou envoient leurs effluents subir un traitement supplémentaire à l'extérieur.

5) Dans de bonnes conditions de fonctionnement, les systèmes de traitement des eaux résiduaires utilisés actuellement par les raffineries devraient permettre de satisfaire facilement aux limites prescrites par le règlement et les directives du gouvernement fédéral, et même d'atteindre des concentrations bien inférieures aux limites.

6) Règle générale, les limites du règlement et des directives sont dépassées lorsque le système de traitement des eaux résiduaires est désorganisé (surchargé) ou lorsqu'il se produit une défectuosité mécanique. Plus de 38 % des écarts ou des infractions aux limites mensuelles avaient trait aux matières en suspension.

7) Dans de bonnes conditions de fonctionnement, la meilleure technologie praticable de traitement des eaux résiduaires (utilisée dans la plupart des raffineries) est très efficace pour enlever, ou parfois éliminer, les polluants organiques prioritaires des flux résiduaires, alors que la plupart des métaux s'accumulent dans les boues.

4.2 Recommandations

1) Les raffineries devraient produire des rapports pour toutes les épreuves exigées en vertu du règlement et des directives du gouvernement fédéral. Il faut tenir compte du fait que même si les exigences provinciales diffèrent des exigences fédérales, les entreprises sont tenues de présenter des rapports au gouvernement provincial de manière à satisfaire à toutes les exigences.

2) Les raffineries devraient aussi déclarer un taux de référence de brut révisé à chaque fois que la moyenne arithmétique des taux quotidiens du flux de brut est inférieure, pendant deux mois consécutifs, à 85 % du dernier TRB déclaré.

3) Les systèmes de traitement des eaux résiduaires devraient être maintenus en bon état de marche et être améliorés afin d'éliminer les polluants traditionnels de même que les polluants prioritaires organiques (dont on réduit normalement l'importance en s'attaquant aux polluants traditionnels). Pour atteindre cet objectif, on suggère de donner des cours de formation (ou de recyclage) aux opérateurs de systèmes de traitement des eaux résiduaires et de définir les conditions de fonctionnement les plus susceptibles d'améliorer au maximum l'élimination des polluants prioritaires biodégradables.

4) Le règlement et les directives du gouvernement fédéral sur les effluents des raffineries devraient être révisés et mis à jour afin de tenir compte des changements survenus dans ce secteur, ainsi que de la méthodologie actuelle d'analyse et des changements d'attitude envers les produits chimiques toxiques.

RÉFÉRENCES

1. Environnement Canada. Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole , Direction générale de la lutte contre la pollution des eaux, Rapport EPS 1-WP-74-1, janvier 1974.

2. Pêches et Océans Canada. Loi sur les pêcheries, S.R.C., c. F-14, 1970.

3. Gouvernement du Canada. Loi sur l'accès à l'information, S.C. 1980-81-82-83, c.111.

4. American Public Health Association (APHA). Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 13e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1971.

5. Environnement Québec. "Loi sur la qualité de l'environnement - Effluents liquides des raffineries de pétrole", Gazette officielle du Québec, vol. 109, n° 46, 9 novembre 1977.

6. Ministère des terres, forêts et ressources en eau. Pollution Control Objectives for the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia, Water Resources Service, mars 1974.

7. Environnement Canada. "Pollution Abatement Review with Respect to Heavy Crude Oil Upgrading, Synthetic Crude Use at Refineries, Increased Natural Gas Processing, and Liquefied Natural Gas Facilities", (manuscrit inédit) IP-2, août 1982.

8. APHA. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 14e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1975.

9. APHA. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 15e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1980.

10. APCE. A Survey of Trace Substances in Canadian Oil Refinery Wastewaters and Sludges - A Summary Report, Rapport de l'APCE n° 85-8, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

11. APCE. Evaluation of the Variability of Trace Organic Substances in Petroleum Refinery Effluents, Rapport de l'APCE n° 85-6, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

12. APCE. Fate and Transformation of Selected Trace Organics in Refinery Wastewater Treatment, Rapport de l'APCE n° 85-7, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

BIBLIOGRAPHIE

1. Gary, J.H. et G.E. Handwerk. Petroleum Refining Technology and Economics, deuxième édition, Marcel Dekker Inc., 1984.

2. Alberta Environment. Basis for Approval of Industrial Plants in Alberta, Standards and Approvals, juillet 1983.

3. Jones H.R. Pollution Control in the Petroleum Industry, Noyes Data Corporation, 1973.

4. Environnement Canada. Rapports de conformité des raffineries de pétrole, préparés par les cinq bureaux régionaux, documents non publiés.

5. Environnement Canada. Service de la protection de l'environnement, "Rapport environnemental sur l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, 1983-1984", Rapport SPE 1/PN/1, décembre 1987.

6. APCE. Landspreading of Sludges at Canadian Petroleum Facilities, Rapport de l'APCE n° 81-54, décembre 1981.

7. Oil Week. Refinery and Petrochemical Report, vol. 39, n° 22, 20 juin 1988.

ANNEXE A

COMPARAISON DES LIMITES PROVINCIALES ET FÉDÉRALES POUR LES POLLUANTS ORDINAIRES DANS LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

TABLEAU A-1 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : Huiles et graisses

Région	Statut	Rejets maximaux (lb/1 000 bbl·d^{-1} de pétrole brut)				Concentration maximale (mg/L)
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	
Canada	- nouvelle raffinerie		3,0	5,5	7,5	
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée		6,0	11,0	15,0	
	- raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	- nouvelle		3,09	5,51	7,5	
	- existante		6,17	11,0	15,0	
Ontario	- toutes					10
Alberta	- avec puits d'élimination		2,0	3,7	5,0	10
	- sans puits d'élimination		3,0	5,5	7,5	10
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines :					
	Niveau A	1,15*				
	Niveau B	2,80**				15**
	Niveau C					
	- rejet dans les eaux douces :					
	Niveau A	0,58*				
	Niveau B	2,80**				15**
	Niveau C					

* huiles totales
** huiles non volatiles

TABLEAU A-2 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : Matières en suspension

Région	Statut	Rejets maximaux (lb/1 000 bbl·d^{-1} de pétrole brut)				Concentration maximale (mg/L)
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	
Canada	- nouvelle raffinerie		7,2	12,0	15,0	
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée		14,4	24,0	30,0	
	- raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	- nouvelle		7,19	12,0	15,0	
	- existante		14,4	24,0	30,0	
Ontario	- toutes					15
Alberta	- avec puits d'élimination		4,8	8,0	10,0	25
	- sans puits d'élimination		7,2	12,0	15,0	25
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines :					
	Niveau A	20				
	Niveau B	20				
	Niveau C	30				
	- rejet dans les eaux douces :					
	Niveau A	20				
	Niveau B	20				
	Niveau C	30				

TABLEAU A-3 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : Phénols

Région	Statut	Rejets maximaux (lb/1 000 bbl-d-1 de pétrole brut)				Concentration maximale (mg/L)
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	
Canada	- nouvelle raffinerie		0,3	0,55	0,75	
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée		0,6	1,1	1,5	
	- raffinerie existante, partie non modifiée		0,31	0,55	0,75	
Québec	- nouvelle		0,62	1,10	1,50	
	- existante					0,02
Ontario	- toutes		0,2	0,37	0,50	1,0
Alberta	- avec puits d'élimination		0,3	0,55	0,75	1,0
	- sans puits d'élimination					
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines :					
	Niveau A	0,023				
	Niveau B	0,06				
	Niveau C	0,2				
	- rejet dans les eaux douces :					
	Niveau A	0,023				
	Niveau B	0,06				
	Niveau C	0,2				

TABLEAU A-4 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : Azote ammoniacal

Région	Statut	Rejets maximaux (lb/1 000 bbl-d-1 de pétrole brut)				Concentration maximale (mg/L)
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	
Canada	- nouvelle raffinerie		3,6	5,7	7,2	
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée		5,0	8,0	10,0	
	- raffinerie existante, partie non modifiée		3,59	5,73	7,21	
Québec	- nouvelle		4,98	7,98	9,96	
	- existante					10
Ontario	- toutes		2,4	3,9	4,8	12,5
Alberta	- avec puits d'élimination		3,6	5,7	7,2	12,5
	- sans puits d'élimination					
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines :					
	Niveau A	0,576				
	Niveau B	1,87				15
	Niveau C					
	- rejet dans les eaux douces* :					
	Niveau A	0,576				
	Niveau B	1,87				15
	Niveau C					

* Exprimé en ammoniac

TABLEAU A-5 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : Sulfures

Région	Statut	Rejets maximaux (lb/1 000 bbl·d^{-1} de pétrole brut)				Concentration maximale (mg/L)
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	
Canada	- nouvelle raffinerie		0,1	0,3	0,5	
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée		0,2	0,6	1,0	
	- raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	- nouvelle		0,11	0,31	0,51	
	- existante		0,22	0,62	1,01	
Alberta	- avec puits d'élimination		0,065	0,20	0,33	0,35
	- sans puits d'élimination		0,1	0,30	0,50	0,35
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines* :					
	Niveau A	0,011				
	Niveau B	0,02				
	Niveau C					1,0
	- rejet dans les eaux douces :					
	Niveau A	0,011				
	Niveau B	0,02				
	Niveau C					1,0

* Sulfures et mercaptans exprimés en soufre

TABLEAU A-6 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DES RAFFINERIES

Paramètre : pH

		Extrêmes	
		Maximum quotidien	Continu
Canada	- nouvelle raffinerie		
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée	6,0 à 9,5	
	- raffinerie existante, partie non modifiée	6,0 à 9,5	
Québec	- nouvelle	6,0 à 9,5	
	- existante	6,0 à 9,5	
Ontario	- toutes		5,5 à 9,5
Alberta	- avec puits d'élimination	6,0 à 9,5	
	- sans puits d'élimination	6,0 à 9,5	
Colombie-Britannique	- rejet dans les eaux marines :		
	Niveau A		6,5 à 8,5
	Niveau B		6,5 à 9,0
	Niveau C		6,5 à 9,0
	- rejet dans les eaux douces :		
	Niveau A		6,5 à 8,5
	Niveau B		6,5 à 8,5
	Niveau C		6,5 à 9,0

TABLEAU A-7 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX PLUVIALES DES RAFFINERIES

Région***	Statut	Rejets d'huiles et de graisses		Rejets de phénols		Rejets de matières en suspension	
		Teneur *	Limite **	Teneur *	Limite **	Teneur *	Limite **
Canada	- nouvelle raffinerie						
	- raffinerie existante, modifiée ou améliorée	1,0	25,0	0,1	2,5	3,0	75,0
	- raffinerie existante, partie non modifiée	1,0	50,0	0,1	5,0	3,0	150,0
Québec	- toutes	1,0	25,0	0,1	2,5	3,0	75,0
Alberta	- toutes	1,0	20,0	0,1	2,0	3,0	60,0

* lb/10 000 gallons canadiens d'eaux pluviales

** lb/1 000 bbl de brut·d^{-1}

*** En Colombie-Britannique et en Ontario, les limites de concentration s'appliquant aux rejets d'eaux usées déterminent la quantité autorisée de rejets d'eaux pluviales contaminées.

ANNEXE B

ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ : REJETS RÉELS ET AUTORISÉS POUR 1987 À L'ÉCHELLE NATIONALE, RÉGIONALE ET POUR CHAQUE RAFFINERIE

TABLEAU B-1 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Échelle nationale - 1987)

	Région					
	Atlantique		Québec		Ontario	
A. REJETS						
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1 000 m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
Huiles et graisses	16,6	6,5	17,1	9,1	14,1 (3,1)**	2,2 (0,4)
Matières en suspension	40,0	24,7	41,1	36,4	33,8 (9,2)	7,4 (1,0)
Phénols	1,7	0,4	1,7	0,33	1,4 (0,3)	0,01 (0,003)
Sulfures	0,6	0,1	0,6	0,28	0,5	-0,17
Azote ammoniacal	14,1	3,1	14,3	4,68	12,9	1,4

B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ

a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives ou le règlement*

	Atlantique M	Atlantique O	Atlantique N	Québec M	Québec O	Québec N	Ontario M	Ontario O	Ontario N	Ontario S
Huiles et graisses	0	0	0	3	3	3	1	2	5	1
Matières en suspension	3	5	15	8	24	20	7	14	22	0
Phénols	1	1	5	1	1	4	0	0	0	0
Sulfures	2	6	1	2	1	3	1	0	1	
Azote ammoniacal	0	0	1	2	14	15	1	8	13	
pH			1			10			0	
Toxicité			4			1			0	
Total	6	12	27	16	43	56	10	24	41	1
Pourcentage à l'échelle nationale	7	13	15	20	44	32	12	25	23	5
Pourcentage du temps en non-conformité	3,2	0,4	0,6	8,9	1,9	1,6	4,9	0,3	0,4	1,4

b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles et d'eaux pluviales de :

	Atlantique	Québec	Ontario
0 à 24 %	3	7	2
25 à 49 %	0	5	4
50 à 99 %	2	2	3
100 à 199 %	1	1	2
+200%	0	1	0

* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne;
S : limites relatives aux eaux pluviales.

** Les rejets entre parenthèses sont pour les eaux pluviales (moyenne annuelle).

	Région		
	Atlantique	Québec	Ontario
Taux de référence de brut (1 000 m^3/d)	40,75	43,84	77,28
Statut des raffineries	existantes 33,81 + nouvelles 6,94	existantes	existantes 49,83 + améliorées 3,26 + nouvelles 24,19
Pourcentage des épreuves rapportées	97,1	98,5	84,7

Ouest et Nord		Pacifique et Yukon		Échelle nationale	
Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
11,5 (2,4)	2,23 (0,07)	16,5 (4,56)	4,4 (2,31)	14,63 (3,73)	4,35 (0,35)
27,4 (7,1)	7,9 (1,01)	39,3 (13,2)	15,6 (9,9)	34,6 (11,19)	16,3 (2,29)
1,2 (0,24)	0,6 (0,004)	1,6 (0,46)	0,33 (0,10)	1,85 (0,38)	0,31 (0,02)
0,4	0,03	0,57	0,11	0,51	0,03
11,6	3,7	14,0	2,4	13,04	2,93

M	O	N	S
6	3	5	0
8	13	16	0
13	0	0	0
1	0	0	
12	0	0	
		0	
		0	
40	17	21	0
48	17	12	0
11,8	1,4	1	0

M	O	N	S
3	0	2	10
5	1	1	11
1	0	1	0
0	0	0	
2	0	1	
		24	
		1	
11	1	30	21
13	1	17	95
3,2	0,1	1,8	13,9

M	O	N	S
13	8	15	11
31	57	74	11
16	2	10	0
6	7	5	
17	22	30	
		35	
		6	
83	96	175	22
5,7	0,6	0,8	8,4

3	16	31
6	8	23
5	6	18
14	1	19
12	1	14

Ouest et Nord	Pacifique et Yukon	Échelle nationale
62,26	23,63	207,76
existantes 20,96 + améliorées 3,09 + nouvelles 38,21	existantes 21,57 + améliorées 2,06	existantes 170,01 + améliorées 8,61 + nouvelles 69,34
34,1	24,3	62,2

TABLEAU B-2 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ
(Région de l'Atlantique - 1987)

		Raffinerie	
		Esso Petroleum Dartmouth	Irving Saint-Jean
A. REJETS			
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1000 m^3 de pétrole brut)	Rejets prescrits dans les directives (Esso, Irving, Texaco)	Rejets réels	Rejets autorisés
Huiles et graisses	17,1	6,48 ± 51 %**	7,74 ± 39 %
Matières en suspension	41,1	34,1 ± 47 %	22,3 ± 27 %
Phénols	1,7	0,74 ± 103 %	0,17 ± 41 %
Sulfures	0,6	0 ± 0 %	0,12 ± 42 %
Azote ammoniacal	14,3	2,26 ± 22 %	3,72 ± 44 %

B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ

a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*

	M	O	N	M	O	N
Huiles et graisses	0	0	0	0	0	0
Matières en suspension	2	0	7	0	0	0
Phénols	1	1	5	0	0	0
Sulfures	0	0	0	0	0	0
Azote ammoniacal	0	0	0	0	0	0
pH			0			0
Toxicité			1			3
Total	3	1	13	0	0	3
Pourcentage à l'échelle régionale	50	8	48	0	0	11
Pourcentage du temps en non-conformité	5,0	0,1	1,1	0	0	0,3

b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de :

0 à 24 %	1	0
25 à 49 %	0	0
50 à 99 %	2	0
100 à 199 %	0	0
+200	0	0

* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; NR : non rapportée.

** Écart type exprimé en pourcentage.

	Raffinerie	
	Esso Petroleum Dartmouth	Irving Saint-Jean
Taux de référence de brut (1 000 m^3/d)	11,6	18,81
Statut de la raffinerie	Existante	Existante
Durée d'exploitation (mois)	12	12
Nombre d'épreuves rapportées	1 160	1 156

Texaco Dartmouth	Newfoundland Energy Ltd. Come By Chance	Région

Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
1,71 ± 47 %	8,6	2,58 ± 28 %	16,6	6,5
9,45 ± 69 %	20,5	17,92 ± 33 %	40,0	24,7
0,31 ± 55 %	0,9	0,11 ± 27 %	1,7	0,4
0 ± 0 %	0,3	0,51 ± 49 %	0,6	0,1
2,2 ± 142 %	10,3	4,5 ± 18 %	14,1	3,1

M	O	N
0	0	0
0	0	2
0	0	0
0	0	0
0	0	0
		1
		0
0	0	3
0	0	11
0	0	0,2

M	O	N
0	0	0
1	5	6
0	0	0
2	6	1
0	0	1
		NR
		NR
3	11	8
50	92	30
30	5,7	4,1

M	O	N
0	0	0
3	5	15
1	1	5
2	6	1
0	0	1
		1
		4
6	12	27
3,2	0,4	0,6

0	2	3
0	0	0
0	0	2
0	1	1
0	0	0

Texaco Dartmouth	Newfoundland Energy Ltd. Come By Chance	Région
3,4	11,9	40,75
Existante	Nouvelle	Existante 33,81 + nouvelle 6,94
12	7	
1 687	198	4 201

TABLEAU B-3 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ
(Région du Québec - 1987)

	Raffinerie
	Petro-Canada*** Pointe-aux-Trembles
A. REJETS	
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1 000 m^3 de pétrole brut)	
Huiles et graisses — Rejets prescrits dans les directives	17,1
Huiles et graisses — Rejets réels	14,59 ± 20 %**
Matières en suspension — Rejets prescrits dans les directives	41,1
Matières en suspension — Rejets réels	29,39 ± 15 %
Phénols — Rejets prescrits dans les directives	1,7
Phénols — Rejets réels	0,47 ± 38 %
Sulfures — Rejets prescrits dans les directives	0,6
Sulfures — Rejets réels	0,09 ± 67 %
Azote ammoniacal — Rejets prescrits dans les directives	14,3
Azote ammoniacal — Rejets réels	9,9 ± 70 %

B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ			
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*	M	O	N
Huiles et graisses	2	3	0
Matières en suspension	0	0	0
Phénols	0	0	0
Sulfures	0	0	0
Azote ammoniacal	2	12	12
pH			0
Toxicité			1
Total	4	15	13
Pourcentage à l'échelle régionale	25	35	23
Pourcentage du temps en non-conformité	6,7	2	1,1
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de :			
0 à 24 %		3	
25 à 49 %		0	
50 à 99 %		0	
100 à 199 %		1	
+200		0	

* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne;
N : quantité maximale quotidienne.
** Écart type exprimé en pourcentage.
*** Effluent combiné de raffinerie et d'usine pétrochimique .

	Raffinerie
	Petro-Canada Pointe-aux-Trembles
Taux de référence de brut (1 000 m^3/d)	12,0
Statut de la raffinerie	Existante
Durée d'exploitation (mois)	12
Nombre d'épreuves rapportées	1 142

Shell*** Montréal	Ultramar Saint-Romuald	Région
Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels
10,94 ± 37 %	2,23 ± 49 %	9,1
50,16 ± 31 %	25,6 ± 24 %	36,4
0,18 ± 122 %	0,38 ± 163 %	0,33
0,12 ± 183 %	0,63 ± 340 %	0,28
3,74 ± 89 %	1,46 ± 52 %	4,68

M	O	N
1	0	3
8	23	17
0	0	1
1	1	2
0	2	3
		1
		0
10	26	27
62	60	48
16,7	3,4	2,4
	4	
	4	
	2	
	0	
	0	

M	O	N
0	0	0
0	1	3
1	1	3
1	0	1
0	0	0
		9
		0
2	2	16
13	5	29
3,3	0,3	1,4
	0	
	1	
	0	
	0	
	1	

M	O	N
3	3	3
8	24	20
1	1	4
2	1	3
2	14	15
		10
		1
16	43	56
8,9	1,9	1,6
	7	
	5	
	2	
	1	
	1	

Shell Montréal	Ultramar Saint-Romuald	Région
17,45	14,39	43,84
Existante	Existante	Existante
12	12	
1 145	1 132	3 419

TABLEAU B-4 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ
(Région de l'Ontario - 1987)

	Raffinerie			
	Esso(e) Sarnia	Shell Corunna	Petro-Canada(a) Clarkson	Petro-Canada Trafalgar
A. REJETS				
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1 000 m^3 de pétrole brut)	Rejets prescrits dans les directives (Esso, Shell, Petro-Canada, Clarkson) / Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets prescrits dans les directives / Rejets réels
Huiles et graisses	17,1 (4,76)(d) / 0,64 ± 53 %**	4,5 ± 159 %	5,2 ± 52 % (1,19 ± 160 %)	15,8 / 1,43 ± 38 %
Matières en suspension	41,1 (14,3) / 4,3 ± 114 %	5,9 ± 1 800 %	17,6 ± 40 % (2,52 ± 166 %)	37,9 / 15,0 ± 37 %
Phénols	1,7 (0,48) / 0,03 ± 100 %	0,002 ± 1 198 %	0,007 ± 74 % (0,01 ± 115 %)	1,6 / 0,02 ± 35 %
Sulfures	0,6 / 0,02 ± 300 %	-1,5(c) ± 321 %	0,04 ± 87 %	0,55 / 0,4 ± 40 %
Azote ammoniacal	14,3 / 1,29 ± 79 %	-1,5(c) ± 235 %	3,0 ± 110 %	13,6 / 3,1 ± 64 %
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ				
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*	M O N	M O N	M O N S	M O N
Huiles et graisses	0 0 0	1 1 4	0 0 1 1	0 0 0
Matières en suspension	0 0 0	6 8 14	0 4 5 0	0 0 0
Phénols	0 0 0	0 0 0	0 0 0 0	0 0 0
Sulfures	0 0 0	0 0 1	0 0 0	1 0 0
Azote ammoniacal	0	0	0 6 9	0 0 0
pH	0	0	0	0
Toxicité			0	
Total	0 0 0	7 9 19	0 10 15 1	1 0 0
Pourcentage à l'échelle régionale	0 0 0	70 37 46	0 42 37 100	10 0 0
Pourcentage du temps en non-conformité	0 0 0	11,9 1,4 2,2	0 0,6 0,7 2,8	1,7 0 0
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de :				
0 à 24 %	0	0	1	0
25 à 49 %	0	3	0	0
50 à 99 %	0	2	0	1
100 à 199 %	0	2	0	0
+200	0	0	0	0

a) Un nombre restreint d'analyses de l'eau de refroidissement (habituellement quatre à cinq par mois à chaque décharge du purgeoir d'eau de refroidissement) est effectué pour les huiles et les graisses et les phénols. L'eau de refroidissement, les matières en suspension, les sulfures et l'azote ammoniacal ne sont pas surveillés. La moyenne annuelle de rejets peut être plus élevée que ce qui est indiqué.
b) Petrosar n'a pas présenté de rapport sur la concentration des sulfures en vertu d'une entente conclue avec le ministère de l'Environnement de l'Ontario.
c) Voir l'étude de chaque raffinerie pour l'explication des valeurs négatives.
d) Les données entre les parenthèse se rapportent aux eaux pluviales (moyenne annuelle).
e) Effluents combinés de raffinerie et d'usine pétrochimique.

* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : quantité mensuelle relative aux eaux pluviales
** Écart type exprimé en pourcentage.
NR - Non rapportée.

	Raffinerie			
	Esso Sarnia	Shell Corunna	Petro-Canada Clarkson	Petro-Canada Trafalgar
Taux de référence de brut (1 000 m^3/d)	18,34	11,21	6,64	7,95
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante 6,71 + améliorée1,24
Durée d'exploitation (mois)	12	12	12	12
Nombre d'épreuves rapportées	948	866	2 190	1 260

Suncor Sarnia		Petrosar[b,e] Corunna	Texaco Nanticoke	Région	
Rejets prescrits dans les directives	Rejets réels	Rejets autorisés (Petrosar, Texaco)	Rejets réels	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
15,2	6,1 ± 61 %	8,6 (2,4)	0,29 ± 72 %	0,37 ± 84 % (0,06 ± 90 %)	14,1 (3,1)	2,2 (0,4)
36,3	23,0 ± 44 %	20,5 (7,1)	2,5 ± 93 %	-2,3 ± 193 % (0,4 ± 88 %)	33,8 (9,2)	7,4 (1,0)
1,5	0,02 ± 86 %	0,9 (0,2)	0,004 ± 25 %	0 ± 0 % (0 ± 0 %)	1,9 (0,3)	0,01 (0,003)
0,53	0,02 ± 191 %	0,3	NR	-0,001 ± 982 %	0,5	-0,17
13,4	4,5 ± 102 %	10,3	1,6 ± 54 %	0,03 ± 180 %	12,9	1,4

M	O	N
0	1	0
1	2	3
0	0	0
0	0	0
1	2	4
		0
		0
2	5	7
20	21	17
3,3	0,7	0,7
	1	
	1	
	0	
	0	
	0	

M	O	N
0	0	0
0	0	0
0	0	0
NR	NR	NR
0	0	0
		0
		0
0	0	0
0	0	0
0	0	0
		0
		0
		0
		0
		0

M	O	N	S
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	
0	0	0	
		0	
		0	
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
			0
			0
			0
			0
			0

M	O	N	S
1	2	5	1
7	14	22	0
0	0	0	0
1	0	1	
1	8	13	
		0	
		0	
10	24	41	1
2,5	0,3	0,4	1,4
	2		
	4		
	3		
	2		
	0		

Suncor Sarnia	Petrosar Corunna	Texaco Nanticoke	Région
8,95	8,29	15,9	77,28
Existante 6,93 + améliorée 2,02	Nouvelle	Nouvelle	Existante 49,83 + améliorée 3,26 + nouvelle 24,19
12	12	12	
958	1 830	1 478	9 330

TABLEAU B-5 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ
(Région de l'Ouest et du Nord - 1987)

	Raffinerie							
	Petro-Canada[a,b] Moose Jaw		Shell Bowden	Petro-Canada Edmonton		Co-op[a,b] Regina		
A. REJETS								
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1 000 m³ pétrole brut)	Rejets prescrits dans les directives (Petro-Canada, Moose Jaw; Shell-Bowden)	Rejets réels	Rejets réels	Rejets prescrits dans les directives	Rejets réels	Rejets prescrits dans les directives	Rejets réels	
Huiles et graisses	17,1	2,48 ± 119 %***		16,6	0,75 ± 39 %	14,3	2,46 ± 39 %	
Matières en suspension	41,1	5,29 ± 58 %	Aucun rejet	39,8	6,77 ± 52 %	34,4	12,67 ± 35 %	
Phénols	1,7	0,9 ± 70 %		1,65	0,013 ± 85 %	1,4	0,85 ± 33 %	
Sulfures	0,6	0,16 ± 188 %		0,6	0	0,5	0,09 ± 119 %	
Azote ammoniacal	14,3	0,68 ± 77 %		14,05	0,3 ± 38 %	13	29,5 ± 27 %	
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ								
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*		M O N	M O N	M O N		M O N		
Huiles et graisses		0 NR NR**		0 0 0		0 NR NR		
Matières en suspension		0 NR NR		0 0 0		0 NR NR		
Phénols		1 NR NR		0 0 0		12 NR NR		
Sulfures		1 NR NR		0 0 0		0 NR NR		
Azote ammoniacal		0 NR NR		0 0 0		12 NR NR		
pH		0		0		0		
Toxicité		NR		0		NR		
Total		2 - 0		0 0 0		24 - 0		
Pourcentage à l'échelle régionale		5 - -		0 0 0		60 - 0		
Pourcentage du temps en non-conformité		5 - -		0 0 0		40 - 0		
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de :								
0 à 24 %		1		0		0		
25 à 49 %		1		0		3		
50 à 99 %		0		0		2		
100 à 199 %		0		0		11		
+200		0		0		8		

a) La société n'a déclaré que des moyennes mensuelles, d'où l'impossibilité d'évaluer les quantités quotidiennes.
b) L'effluent est traité dans une usine d'épuration municipale où l'on considère qu'il reçoit un traitement équivalent pour tous les paramètres sauf l'azote ammoniacal.
c) Les rejets entre parenthèses sont ceux des eaux pluviales (moyenne annuelle).
d) Injection en puits profond de l'effluent de procédé seulement.
* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : quantité mensuelle relative aux eaux pluviales.
** NR : non rapportée.
*** Écart type exprimé en pourcentage.

	Raffinerie			
	Petro-Canada Moose Jaw	Shell Bowden	Petro-Canada Edmonton	Co-op Regina
Taux de référence de brut (1 000 m³/d)	1,59	0,95	15,09	6,36
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante 14,15 + améliorée 0,94	Existante 4,29 + améliorée 2,07
Durée d'exploitation (mois)	8	12	12	12
Nombre d'épreuves rapportées	48	-	625	203

Esso Norman Wells			Shell Scotford	Turbo[d] Balzac	Husky[d] Lloydminster	Esso Edmonton	Région	
Rejets prescrits dans les directives	Rejets réels	Rejets autorisés (Shell, Scotford; Turbo; Husky; Esso, Edmonton)	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
15,9	23,74 ± 95 %	8,6 (2,4)(c)	2,28 ± 108 %	(0,04 ± 104 %)	(0,1)	2,59 ± 47 %	11,5 (2,4)	2,23 (0,07)
38,3	103,2 ± 116 %	20,3 (7,1)	10,56 ± 73 %	(1,8 ± 39 %)	(0,11)	3,53 ± 49 %	27,6 (7,1)	7,9 (1,01)
1,59	0,1 ± 120 %	0,9 (0,2)	0,009 ± 73 %	(0,008 ± 73 %)	(0)	0,006 ± 67 %	1,2 (0,24)	0,6 (0,004)
0,56	0,14 ± 93 %	0,3	NR	Injection en puits profond des eaux de procédé	Injection en puits profond des eaux de procédé	0,027 ± 62 %	0,4	0,03
13,8	1,64 ± 71 %	10,3	NR			0,28 ± 87 %	11,6	3,7

M	O	N
6	3	5
8	13	16
0	0	0
0	0	0
0	0	0
		0
		0
14	16	21
35	100	100
23,3	6,3	6,8

M	O	N
0	0	0
0	0	0
0	0	0
NR	NR	NR
NR	NR	NR
		0
		0
0	0	0
0	0	0
0	0	0

M	O	N	S
			0
			0
			0
			0
			0

M	O	N	S
			0
			0
			0
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0

M	O	N
0	0	0
0	0	0
0	0	0
0	0	0
0	0	0
		0
		0
0	0	0
0	0	0
0	0	0

M	O	N	S
6	3	5	0
8	13	16	0
13	0	0	0
1	0	0	
12	0	0	
		0	
		0	
40	16	21	
11,8	1,4		1

					3
		0	0	0	6
	2	0	0	0	5
	2	0	0	0	14
	3	0	0	0	12
	3	0	0	0	
	4	0	0	0	

Esso Norman Wells	Shell Scotford	Turbo Balzac	Husky Lloydminster	Esso Edmonton	Région
0,39	9,94	3,94	3,42	20,91	62,26
Existante 0,51 + améliorée 0,08	Nouvelle	Nouvelle	Nouvelle	Nouvelle	Existante 20,96 + améliorée 3,09 + nouvelle 38,21
12	12	12	12	12	
307	232	-	-	624	2 079

TABLEAU B-6 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ
(Région du Pacifique et du Yukon - 1987)

		Raffinerie		
		Esso Ioco	Petro-Canada[b] Port Moody	Husky[b] Prince George
A. REJETS				
Moyenne annuelle des rejets quotidiens (kg/1 000 m^3 de pétrole brut)	Rejets prescrits dans les directives (Esso, Petro-Canada - Port Moody Husky, Shell, Petro-Canada - Taylor)	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels
Huiles et graisses	17,1 (4,76)	1,64 ± 63 %*** (5,44 ± 43 %)**	4,35 ± 39 % (0,35 ± 117 %)	0,22 ± 37 %
Matières en suspension	41,1 (14,3)	7,5 ± 44 % (17,7 ± 26 %)	14,77 ± 11 % (2,87 ± 83 %)	7,62 ± 63 %
Phénols	1,7 (0,48)	0,07 ± 60 % (0,22 ± 55 %)	0,76 ± 32 % (0,003 ± 100 %)	0,003 ± 200 %
Sulfures	0,6	0,025 ± 25 %	0,13 ± 38 %	0
Azote ammoniacal	14,3	3,81 ± 68 %	1,69 ± 34 %	0,38 ± 62 %
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ				
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*		M O N S	M O N S	M O N
Huiles et graisses		0 0 0 8	0 0 0 0	0 0 0
Matières en suspension		0 0 0 9	0 0 0 0	0 0 0
Phénols		0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0
Sulfures		0 0 0	0 0 0	0 0 0
Azote ammoniacal		0 0 0	0 0 0	0 0 0
pH		14	0	4
Toxicité		0	0	0
Total		0 0 14 17	0 0 0 0	0 0 4
Pourcentage à l'échelle régionale		0 0 47 81	0 0 0 0	0 0 13
Pourcentage du temps en non-conformité		0 0 5,7 47,2	0 0 0 0	0 0 1,5
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de :				
0 à 24 %		9	0	0
25 à 49 %		1	0	0
50 à 99 %		6	0	0
100 à 199 %		1	0	0
200		0	0	0

a) Effluent combiné de raffinerie et d'usine à gaz.
b) L'effluent subit un traitement supplémentaire à l'extérieur de la raffinerie.
* M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : quantité mensuelle relative aux eaux pluviales.
** Les données entre parenthèses se rapportent aux eaux pluviales (moyenne annuelle).
*** Écart type exprimé en pourcentage.

	Raffinerie		
	Esso Ioco	Petro-Canada Port Moody	Husky Prince George
Taux de référence de brut (1 000 m^3/d)	6,68	5,41	1,38
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante
Durée d'exploitation (mois)	12	12	12
Nombre d'épreuves rapportées	245	314	262

Shell[b] Burnaby	Petro-Canada[a] Taylor	Chevron[b] North Burnaby	Région
Rejets réels	Rejets réels	Rejets prescrits dans les directives	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
11,7 ± 53 % (1,55 ± 110 %)	1 ± 39 % (0,44 ± 177 %)	14,1 (3,9)	6,82 ± 49 % (1,48 ± 67 %)	16,5 (4,56)	4,4 (2,31)
24,9 ± 52 % (4,81 ± 95 %)	2,21 ± 67 % (30 ± 196 %)	33,9 (11,8)	28,5 ± 47 % (2,4 ± 70 %)	39,3 (13,2)	15,6 (9,9)
0,21 ± 89 % (0,006 ± 83 %)	0,01 ± 67 % (0,13 ± 115 %)	1,42 (0,38)	0,48 ± 118 % (0,08 ± 40 %)	1,6 (0,46)	0,33 (0,10)
0,12 ± 24 %	0,4 ± 12 %	0,5	0,10 ± 177 %	0,57	0,11
6,06 ± 86 %	0,74 ± 48 %	12,9	1 ± 73 %	14,0	2,4

M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S
3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	1	3	0	2	10
1	0	0	1	0	0	0	1	4	1	1	0	5	1	1	11
0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0
0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
2	0	1		0	0	0		0	0	0		2	0	1	
		0				1				5				24	
		0				0				1				1	
6	0	1	2	0	0	1	1	5	1	10	1	11	1	30	21
55	0	3	9	0	0	3	5	45	100	34	5				
10	0	0,3	7,1	0	0	0,3	6,7	9,1	0,5	4,1	2,8	3,2	0,1	1,8	13,9
		5				0				2				16	
		3				0				4				8	
		0				0				0				6	
		0				0				0				1	
		0				1				0				1	

Shell Burnaby	Petro-Canada Taylor	Chevron North Burnaby	Région
2,245	2,03	5,88	23,625
Existante	Existante	Existante 3,82 + améliorée 2,06	Existante 21,565 + améliorée 2,06
12	12	12	
294	314	254	1 683